

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2014-037	R-3854-2013 Phase 1	6 mars 2014
------------	------------------------	-------------

PRÉSENTES :

Louise Rozon
Françoise Gagnon
Louise Pelletier
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond - Phase 1

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2014-2015*

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);

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

Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ);

Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX	7
LEXIQUE	9
INTRODUCTION.....	11
1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2014-2015 DU DISTRIBUTEUR	12
2. EFFICIENCE ET PERFORMANCE	16
2.1 Balisage interne du Distributeur.....	16
2.2 Balisage externe du Distributeur	19
2.3 Plan intégré d'amélioration de l'efficience	20
2.4 Efficience des fournisseurs internes du Distributeur	21
2.5 Efficience du Centre des services partagés	22
2.6 Efficience du groupe Technologie	23
3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES	24
3.1 Normes internationales d'information financière	24
3.2 Modalités de disposition du compte d'écarts relatif au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques	26
3.3 Résultats de l'exercice de révision des durées d'utilité	27
4. PRÉVISION DES VENTES.....	28
5. PARAMÈTRES FINANCIERS	32
5.1 Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres	32
5.2 Coût moyen de la dette	34
5.3 Taux de rendement de la base de tarification	35
5.4 Coût du capital prospectif	36
5.5 Impacts de la décision D-2014-034 sur les revenus requis 2014.....	37
6. COÛTS ÉVITÉS	38
6.1 Coûts évités en réseau intégré	38
6.2 Coûts évités en réseaux autonomes	42

7.	PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ INTÉGRÉS DANS LES REVENUS REQUIS 2014 MAIS NON AUTORISÉS	44
8.	APPROVISIONNEMENTS	48
8.1	Approvisionnement en électricité	48
8.2	Achats d'électricité.....	58
9.	SERVICE DE TRANSPORT	61
10.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE	63
10.1	Charges d'exploitation	64
10.2	Autres charges	89
10.3	Frais corporatifs.....	95
10.4	Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation ...	97
11.	BASE DE TARIFICATION	98
11.1	Évolution de la base de tarification	99
11.2	Compte de nivellement pour aléas climatiques.....	103
11.3	Encaisse réglementaire	110
12.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2014.....	112
12.1	Sommaire des investissements	112
12.2	Suivi du projet LAD	115
13.	PGEÉ 2014	118
13.1	Suivi des résultats 2012 et 2013	118
13.2	Rétrospective et objectifs du PGEÉ pour la période 2003-2015	119
13.3	Demande budgétaire du PGEÉ 2014.....	120
13.4	Commentaires spécifiques à l'égard de certains programmes	121
13.5	Rentabilité des programmes et impact tarifaire	132
13.6	Évaluation des programmes par voie administrative	133
13.7	Potentiel technico-économique en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes	134
14.	REVENUS REQUIS	136
15.	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ	139

16.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	140
16.1	Répartition du coût de fourniture patrimoniale par catégories de consommateurs.....	140
17.	CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ.....	142
17.1	Modification de modalités relatives à la gestion du risque de crédit des clients ayant des abonnements à usage autre que domestique....	142
17.2	Révision de certaines modalités relatives à l'alimentation	151
17.3	Nouveaux prix forfaitaires relatifs au mesurage	175
17.4	Demande facturable de la part des municipalités.....	177
18.	TARIFS DE DISTRIBUTION	178
18.1	Ajustement tarifaire pour l'année 2014-2015	178
18.2	Introduction du tarif LG	183
18.3	Rééquilibrage des tarifs généraux	190
18.4	Introduction d'une option d'électricité additionnelle pour la clientèle de moyenne puissance	192
18.5	Mise à jour de la tarification applicable au nord du 53 ^e parallèle	193
18.6	Introduction au service complet d'éclairage public d'un tarif applicable à un nouveau luminaire DEL	199
18.7	Modifications proposées au texte des <i>Tarifs et conditions du Distributeur</i>	201
18.8	Séance de travail sur la stratégie tarifaire	211
19.	HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE.....	217
	DISPOSITIF	220

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Ajustement tarifaire 2014-2015 demandé par le Distributeur	13
Tableau 2 Taux de rendement de la base de tarification	35
Tableau 3 Coût du capital prospectif	37
Tableau 4 Estimé des impacts de la décision D-2014-034 sur les revenus requis 2014	38
Tableau 5 Coûts évités par réseaux autonomes Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2013	43
Tableau 6 Impact sur les revenus requis et sur les revenus du projet LAD - Phases 2 et 3 pour l'année témoin 2014.....	46
Tableau 7 Besoins en énergie	48
Tableau 8 Quantités prévues d'énergie postpatrimoniale et patrimoniale inutilisée par dossier tarifaire	49
Tableau 9 Besoins en puissance.....	50
Tableau 10 Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.....	51
Tableau 11 Bilan en énergie du Distributeur (en TWh)	56
Tableau 12 Achats d'électricité	59
Tableau 13 Service de transport.....	61
Tableau 14 Coûts de distribution et des SALC.....	64
Tableau 15 Charges d'exploitation	65
Tableau 16 Charges d'exploitation selon l'approche globale.....	76
Tableau 17 Gains d'efficience (en M\$)	78
Tableau 18 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	80
Tableau 19 Coût de retraite.....	81
Tableau 20 Éléments spécifiques.....	87
Tableau 21 Autres charges.....	89
Tableau 22 Évolution de la charge totale d'amortissement sur la période 2010-2014.....	91
Tableau 23 Quote-part du BEIÉ	94
Tableau 24 Frais corporatifs	96

Tableau 25 Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	97
Tableau 26 Base de tarification	99
Tableau 27 Évolution de la base de tarification sur la période 2008-2014	101
Tableau 28 Compte de nivellement pour aléas climatiques – Impact sur les revenus requis 2014	106
Tableau 29 Compte de nivellement pour aléas climatiques – Impact sur les revenus requis 2014-2023	106
Tableau 30 Sommaire des investissements 2014 (M\$)	113
Tableau 31 Impact sur les revenus requis du projet LAD	116
Tableau 32 Investissements, mises en service et stocks de mesurage du projet LAD	117
Tableau 33 Résultats anticipés pour 2013 du PGEÉ	119
Tableau 34 Budgets annuels totaux du PGEÉ – 2014 et rétrospective.....	121
Tableau 35 Objectifs et budgets 2014 – marché résidentiel	122
Tableau 36 Offre de programmes au marché résidentiel.....	122
Tableau 37 Objectifs et budgets 2014 – marché affaires.....	124
Tableau 38 Offres de programmes au marché affaires	125
Tableau 39 Résultats des tests économiques (en M\$ actualisés).....	132
Tableau 40 Plan d'évaluation du PGEÉ - rapports devant être déposés à la Régie en 2014	133
Tableau 41 Revenus requis 2014	137
Tableau 42 Estimé des revenus requis 2014.....	138
Tableau 43 Revenus autres que les ventes d'électricité.....	139
Tableau 44 Cote accordée par Hydro-Québec en fonction du total de points du client ..	147
Tableau 45 Estimé de la hausse tarifaire autorisée 2014	218

LEXIQUE

Distributeur :	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;
Producteur :	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité;
Régie :	Régie de l'énergie;
Transporteur :	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité;
ATPC :	actif au titre des prestations constituées;
BEIÉ :	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques;
CDSÉ :	Conditions de service d'électricité;
CFR :	comptes de frais reportés;
CNC :	Conseil des normes comptables;
CNEB 2011 :	Code national de l'énergie pour les bâtiments - Canada 2011;
CNG :	compteurs de nouvelle génération;
CSP :	Centre des services partagés;
DEL :	diode électroluminescente;
DMC :	dépense de mauvaises créances;
ETC :	équivalents à temps complet;
FU :	facteur d'utilisation;
IDÉE :	Initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation;
IFRS :	Normes internationales d'information financière;
IMA :	infrastructure de mesurage avancée;
IPC :	indice des prix à la consommation;
LAD :	lecture à distance;
LFC :	lampes fluorescentes compactes;
LTÉ :	Laboratoire des technologies de l'énergie;
MRN :	ministère des Ressources naturelles;
MTÉR :	mécanisme de traitement des écarts de rendement;
NYISO :	New York Independent System Operator;
OIEÉB :	Offres intégrées en efficacité énergétique pour les bâtiments;
OSC :	optimisation des systèmes clientèles;
PCGR :	principes comptables généralement reconnus;
PFM :	puissance à facturer minimale;
PGÉÉ :	Plan global en efficacité énergétique;
PIB :	produit intérieur brut;

PISTE :	Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces;
PME :	petites et moyennes entreprises;
PTÉ :	potentiel technico-économique;
PTPC :	passif au titre des prestations constituées;
PUEÉ :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie;
PUEÉRA :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes;
RA :	réseaux autonomes;
RCED :	récupération de la chaleur des eaux de drainage;
SALC :	services à la clientèle;
SCFP :	Syndicat canadien de la fonction publique;
SHP :	sodium à haute pression;
SOGEM :	solutions d'ordonnancement et de gestion des équipes mobiles;
SPIHQ :	Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec;
TAÉ :	tout-à-l'électricité;
Tarifs :	Tarifs et conditions du Distributeur;
TCTR :	test du coût total en ressources;
TI :	technologies de l'information;
TMAPÉ :	taux moyen d'amélioration de la performance énergétique;
TNT :	test de neutralité tarifaire;
TP :	test du participant;
UCAP:	Unforced Capacity;
WTI :	West Texas Intermediate.

Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar(s) canadien(s)
GWh	gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
k	kilo (mille)
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
M	méga (million)
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

INTRODUCTION

[1] Le 6 août 2013, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 30, 31 (1°), 32, 34, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015.

[2] Le 14 août 2013, la Régie rend sa décision D-2013-124. Elle demande notamment au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de cette demande.

[3] À la suite de la demande de la Régie à la section 3 de la décision D-2013-124, le Distributeur dépose, les 16 août et 10 septembre 2013, un complément de preuve tenant compte du taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % qu'il demande dans le dossier R-3842-2013².

[4] Le 13 septembre 2013, la Régie rend sa décision D-2013-148 par laquelle elle accorde le statut d'intervenant à 13 personnes intéressées, précise les enjeux et encadre les interventions au présent dossier. Plus spécifiquement, la Régie permet à six intervenants d'intervenir sur la demande prioritaire du Distributeur relative aux mesures visant les exploitations agricoles.

[5] Le 24 octobre 2013, par sa décision D-2013-174, la Régie accueille la demande du Distributeur visant l'extension du tarif DT aux exploitations agricoles et l'offre de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse des exploitations agricoles, dès l'hiver 2013-2014. Le 30 octobre 2013, la Régie rend sa décision D-2013-177 sur le texte des modifications aux *Tarifs et conditions du Distributeur* (les Tarifs).

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement.

[6] Le 2 décembre 2013, par sa décision D-2013-188, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans les meilleurs délais, une demande de modification relative aux frais liés à l'option de retrait offerte dans le cadre de l'installation des compteurs de nouvelle génération (CNG), dans une phase 2 du présent dossier. Elle indique qu'elle fixera l'échéancier et les modalités de traitement à la suite de ce dépôt.

[7] L'audience se tient du 6 au 19 décembre 2013. La Régie entame son délibéré le 19 décembre 2013.

[8] La présente décision porte sur la phase 1 de la demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015.

1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2014-2015 DU DISTRIBUTEUR

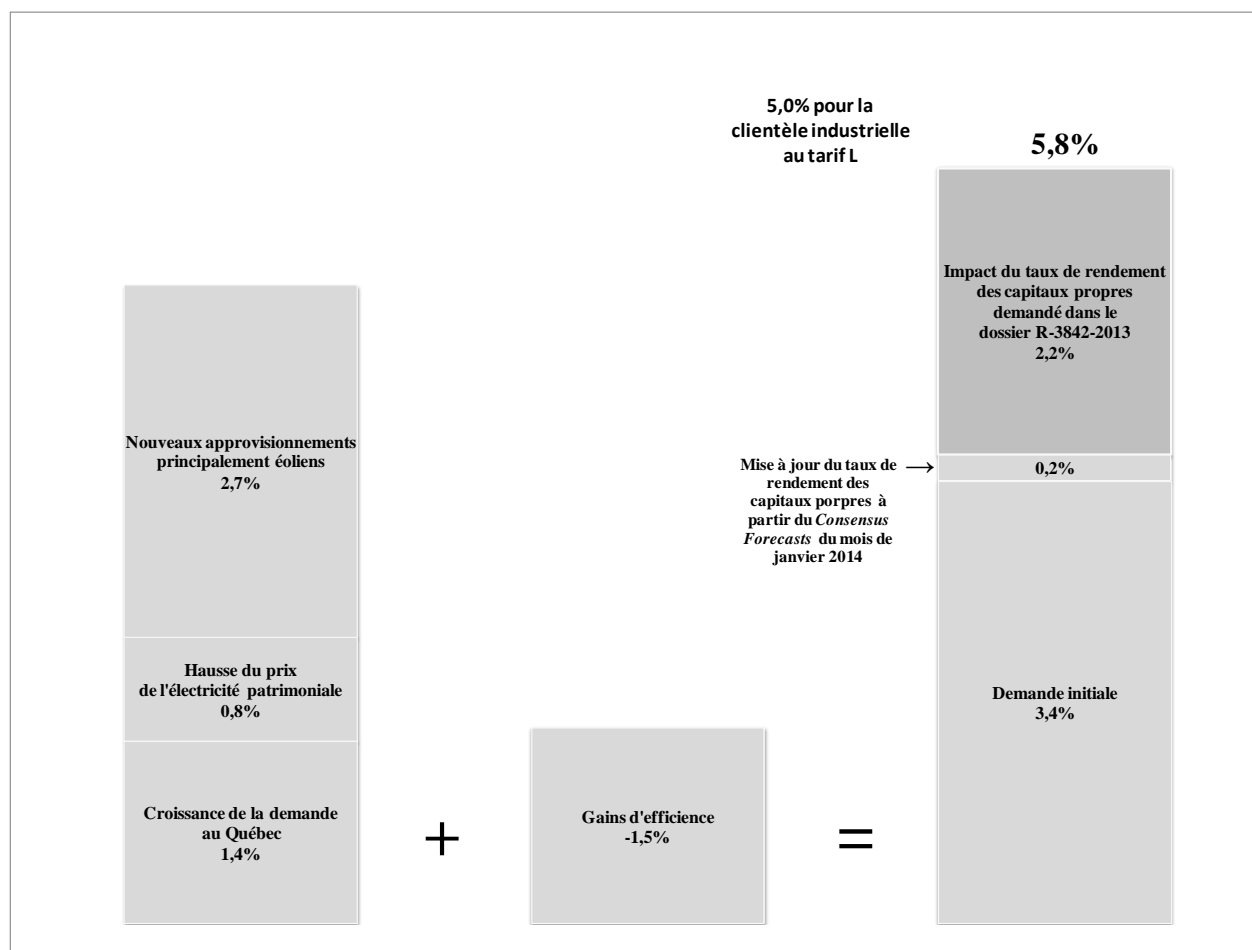
[9] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur propose une hausse moyenne de 3,4 % de l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L, dorénavant applicable uniquement aux grands clients industriels pour lesquels la hausse tarifaire serait de 2,6 %. Cet ajustement tarifaire, applicable à compter du 1^{er} avril 2014, permettra au Distributeur de percevoir des revenus additionnels requis qu'il évalue à 327 M\$ pour l'année tarifaire 2014-2015.

[10] Le 30 janvier 2014, le Distributeur dépose la mise à jour des taux de rendement des capitaux propres et de la base de tarification, à partir des données du *Consensus Forecasts* de janvier 2014³, sous réserve de la décision à être rendue dans le dossier R-3842-2013. Cette mise à jour a pour effet d'augmenter les revenus requis de 26 M\$ ou 0,2 %. Ainsi, la hausse tarifaire demandée pour l'année tarifaire 2014-2015 passe de 3,4 % à 3,6 % pour l'ensemble des tarifs et de 2,6 % à 2,8 % pour le tarif L.

³ Conformément au par. 22 b) du Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution.

[11] En conformité avec la décision D-2013-124, le Distributeur ajuste sa demande en tenant compte du taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % demandé dans le dossier R-3842-2013. Il propose donc une hausse moyenne de 5,8 % de l'ensemble des tarifs et de 5,0 % pour le tarif L. Cet ajustement tarifaire lui permettra de percevoir des revenus additionnels requis pour l'année tarifaire 2014-2015 qu'il évalue à 573 M\$.

TABLEAU 1
AJUSTEMENT TARIFAIRE 2014-2015 DEMANDÉ
PAR LE DISTRIBUTEUR



Sources : pièces B-0144 et B-0170.

[12] L'impact de la demande relative au taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % explique une proportion importante de la hausse tarifaire demandée, soit 2,2 % sur les 5,8 % demandés.

[13] Dans le dossier R-3842-2013, le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) ont demandé à la Régie d'augmenter leur taux de rendement afin qu'il soit comparable à celui des entreprises de même nature au Canada et ailleurs en Amérique du Nord. Cette demande est accompagnée d'une proposition de mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) qui devrait permettre de faire bénéficier la clientèle des futurs gains d'efficacité du Distributeur et du Transporteur. La Régie a rendu sa décision D-2014-034⁴ à cet égard le 4 mars 2014 et la présente décision tient compte de ces conclusions.

[14] Outre l'impact de l'augmentation demandée du taux de rendement des capitaux propres, l'ajustement tarifaire pour l'année 2014-2015 s'explique essentiellement, selon le Distributeur, par les coûts d'approvisionnement liés aux nouveaux parcs éoliens et par l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale.

[15] Tout d'abord, les mises en service de nouveaux projets de production, principalement les parcs éoliens, selon les blocs d'énergie déterminés par le gouvernement du Québec, exercent une pression à la hausse sur le coût des approvisionnements en électricité au Québec. Ces mises en service, qui s'inscrivent dans un contexte de surplus d'électricité et de décroissance des ventes prévues au secteur industriel, contribuent pour 2,7 % à l'augmentation demandée de 5,8 %.

[16] Par ailleurs, le coût de l'électricité patrimoniale, c'est-à-dire le bloc d'électricité qui couvre plus de 90 % des besoins québécois, est indexé à compter de 2014, tel que le prévoit la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*⁵ (la Loi 16-2013). Cette indexation contribue pour 0,8 % aux 5,8 % d'augmentation demandés. Les abonnements au tarif L, liés principalement à une activité industrielle, et les contrats spéciaux ne sont pas visés par cette indexation.

[17] Le Distributeur explique qu'une pression à la hausse de 1,4 % est exercée sur les tarifs, compte tenu de la croissance de la demande résidentielle et commerciale ainsi que des travaux nécessaires pour assurer la pérennité des actifs approuvés par la Régie. Une partie de ces coûts est toutefois compensée par des gains d'efficacité du Transporteur et

⁴ Dossier R-3842-2013, pièce A-0051.

⁵ L.Q. 2013, c. 16.

du Distributeur qui se chiffrent à environ 150 M\$⁶. Ces gains permettent de réduire la hausse tarifaire de 1,5 %.

[18] Le Distributeur intègre également au présent dossier tarifaire les coûts inhérents au projet de lecture à distance (LAD) – Phases 2 et 3, dont la demande d’autorisation, en vertu de l’article 73 de la Loi, a été déposée à la Régie dans un dossier distinct le 28 octobre 2013⁷. En date de la présente décision, ce dossier est toujours à l’étude par la Régie.

[19] Pour 2014, le Distributeur prévoit des investissements de 923 M\$, dont 569 M\$ associés aux projets dont les coûts sont inférieurs à 10 M\$. Le budget demandé de 135 M\$ pour les programmes d’efficacité énergétique, en baisse de 46 M\$ par rapport à celui approuvé en 2013, reflète la révision de l’approche à ce chapitre en réponse au contexte d’affaires, marqué notamment par une transformation du marché. Le Distributeur prévoit contribuer à plus de 464 GWh d’économies d’énergie additionnelles portant le total cumulé, à la fin de 2014, à près de 8 TWh, ce qui permettra d’atteindre la cible fixée par le gouvernement du Québec pour 2015.

[20] Enfin, le Distributeur propose des ajustements aux Tarifs ainsi qu’aux *Conditions de service d’électricité* (les CDSÉ).

[21] Au chapitre des Tarifs, le Distributeur introduit, entre autres, pour la clientèle de grande puissance, des dispositions relatives au nouveau tarif LG⁸. Les abonnements au tarif L, liés principalement à une activité industrielle, ne sont pas visés par l’indexation du coût moyen de fourniture de l’électricité patrimoniale.

[22] Le Distributeur poursuit la modernisation de ses CDSÉ afin de les adapter à son contexte d’affaires en évolution. Entre autres, certaines modifications proposées visent à élargir la portée de modalités relatives à la gestion du risque de crédit et à apporter certaines précisions à l’égard des droits du Distributeur quant à l’accès à ses équipements.

⁶ Pièce B-0088, p. 4, tableau R-1.1 : gains d’efficacité de 103 M\$ générés par le Distributeur et 48 M\$ par le Transporteur.

⁷ Dossier R-3863-2013.

⁸ Créé en vertu de l’article 80 de la *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l’équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*, L.Q., 2010, c. 20 (la Loi 20-2010).

2. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

2.1 BALISAGE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

Indicateurs d'efficacité interne

[23] Le Distributeur présente le suivi de huit indicateurs d'efficacité qui rendent compte de sa performance au niveau des coûts. Son objectif est de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité interne sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, tout en conservant, globalement, le même niveau de qualité de service.

[24] La Régie constate que l'ensemble des indicateurs privilégiés par le Distributeur affiche une croissance annuelle moyenne de -1,0 %, donc inférieure à l'inflation, qui s'établit à 2,0 % par année sur la période 2010-2014. Trois indicateurs affichent une croissance positive qui est cependant inférieure ou égale à 1,1 %⁹.

[25] De façon plus spécifique, le Distributeur note que les indicateurs des coûts totaux par abonnement et des coûts totaux par kWh normalisé affichent, respectivement, une croissance nulle et une croissance de 2,3 % entre 2013 et 2014. Il explique ces résultats par la croissance du coût de retraite et de la charge d'amortissement, atténuée par ses efforts qui ont permis d'intégrer des gains d'efficacité de 103 M\$ dans les charges d'exploitation en 2014.

Performance en termes de qualité de service

[26] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2008 à 2012, soit une période mobile de cinq ans, ainsi que les résultats du premier semestre de 2013.

⁹ Pièce B-0013, p. 10.

[27] Si la satisfaction se maintient globalement, en 2013, pour les clients résidentiels ainsi que pour les clients Grands comptes et Affaires-autres, le Distributeur note que la satisfaction des clients Grande puissance est légèrement à la baisse au premier semestre 2013, par rapport à 2012. Il souligne qu'il a procédé, en 2012, à une révision du mode de consultation de ses clients Grande puissance, afin de l'harmoniser à l'approche utilisée pour les autres segments de clientèle.

[28] Le Distributeur note une légère détérioration de l'indice de continuité normalisé au 30 juin 2013, en raison de l'accroissement des pannes en janvier 2013 dû aux conditions climatiques. Pour ce qui est du taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus, il affiche une amélioration se situant à 97 % au premier semestre 2013.

[29] La performance de l'activité « Relève de compteurs » demeure relativement stable pour juin 2013 avec un taux de 91 %. En réponse à une question de l'ACEFO sur l'impact du projet LAD sur l'indicateur « Relève de compteurs », le Distributeur indique que la pertinence de l'indicateur sera évaluée au fur et à mesure que le projet LAD sera complété¹⁰.

[30] Le Distributeur présente un délai moyen de réponse téléphonique plus élevé en 2012 qu'en 2011. Il note toutefois qu'en juin 2013, la performance s'améliore à ce chapitre avec un délai moyen de 188 secondes pour les clients résidentiels et de 180 secondes pour les clients commerciaux, en raison de l'implantation de certaines améliorations technologiques.

[31] Quant à la sécurité des employés, le taux de fréquence des accidents¹¹ est resté relativement stable avec 3,7 au premier semestre 2013 comparé à 3,6 pour la même période en 2012, malgré une réduction d'effectifs plus significative dans les emplois moins à risque. Le Distributeur indique qu'il poursuit sa campagne d'information et de sensibilisation auprès de la population afin d'éviter tout accident relatif à ses installations ou résultant de l'usage de l'électricité en général.

[32] Enfin, le Distributeur constate une diminution marquée de 16,4 % du nombre de plaintes en 2013, par rapport à 2012.

¹⁰ Pièce A-0055, p. 25 et 26.

¹¹ Nombre d'accidents par 200 000 heures travaillées.

[33] L'ACEFO est d'avis que l'indicateur associé à la relève de compteurs mérite d'être repensé dans un contexte où la lecture à distance des compteurs est effectuée de plus en plus dans le réseau de distribution. Elle recommande à la Régie de demander au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, eu égard à la relève de compteurs, une réflexion qui tienne compte du projet LAD.

[34] L'UMQ, pour sa part, note une détérioration constante des services rendus par le Distributeur. Les délais de réponse de ce dernier aux demandes des municipalités seraient de plus en plus longs. Selon l'intervenante, les délais que subissent les municipalités retardent la réalisation de leurs propres travaux, entraînant des inconvénients importants pour les citoyens. L'UMQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur qu'il élargisse la portée de son plan intégré de l'amélioration de l'efficacité afin d'y présenter un ensemble d'indicateurs permettant de mesurer les délais de réalisation des demandes faites au Distributeur par les municipalités du Québec.

[35] La Régie prend acte des résultats des indicateurs de qualité du service présentés par le Distributeur et note qu'il dispose d'une multitude d'indicateurs lui permettant de suivre la qualité du service¹². À la lumière des témoignages de certains intervenants à l'égard de la qualité de service et considérant la mise en place du projet LAD, la Régie est d'avis que ces indicateurs devront faire l'objet d'une révision.

[36] Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une proposition d'indicateurs de qualité de service prévoyant, notamment, le remplacement ou la modification des indicateurs qui ne sont plus pertinents en raison de la mise en place d'actions structurantes et l'ajout d'indicateurs permettant un suivi plus précis de la performance du Distributeur en matière de qualité du service.

¹² Pièce A-0055, p. 150 à 153.

2.2 BALISAGE EXTERNE DU DISTRIBUTEUR

[37] Le Distributeur présente les résultats de l'exercice de balisage réalisé en 2012 par la firme First Quartile Consulting, à l'égard des activités de service à la clientèle de l'année 2011. Il note que les résultats pour les indicateurs de coûts et de qualité du service sont calculés sur la base d'un nombre de participants qui varie d'année en année. Le programme comptait 18 participants pour les résultats de 2011 contre 14 participants pour les résultats de 2009.

Indicateurs de coûts

[38] Le Distributeur note que, de façon générale, sa performance par rapport à la moyenne s'améliore sur la période de 2007 à 2011. Il indique que cette amélioration se traduit par une performance supérieure à la moyenne en 2011, malgré un dollar canadien plus fort de près de 15 % par rapport à celui de 2009. Avec l'hypothèse d'un taux de change constant à 0,93 \$US/ \$CAN, le Distributeur souligne que sa performance en 2011 est nettement supérieure à la moyenne des entreprises participantes.

Indicateurs de qualité du service

[39] Bien que sa performance soit en redressement, le Distributeur indique qu'il présente depuis 2007 une performance en dessous de la moyenne des participants au chapitre du délai moyen de réponse. Pour 2011, le délai moyen de réponse de l'ensemble des participants s'établissait à 78 secondes contre 224 secondes pour le Distributeur.

[40] Le Distributeur présente un taux de factures émises de façon électronique qui augmente de façon similaire à la moyenne de l'industrie, passant approximativement de 5 % à près de 14 %. Quant à l'estimation des factures, le Distributeur présentait un taux relativement constant depuis 2007. Il indique que « [l]a réalisation du projet LAD aura pour effet d'améliorer la performance du Distributeur grâce à un taux de lecture des compteurs nettement plus élevé »¹³.

¹³ Pièce B-0013, p. 21.

[41] Au chapitre du recouvrement, la Régie note que le Distributeur se distingue de la moyenne des entreprises participantes. L'interruption de service électrique en dernier recours permet au Distributeur d'enregistrer un taux de débranchement pour non-paiement (1,4 %) beaucoup plus faible que celui de la moyenne des autres entreprises, qui s'établissait à 4,4 % en 2011.

[42] **La Régie prend acte des résultats portant sur l'exercice de balisage externe réalisé en 2012 à l'égard des activités de service à la clientèle de l'année 2011.**

2.3 PLAN INTÉGRÉ D'AMÉLIORATION DE L'EFFICIENCE

[43] La stratégie du Distributeur, exposée au dossier tarifaire 2007-2008, se poursuit avec des actions qui visent la gestion courante des activités et d'autres qui touchent ses actions plus structurantes.

[44] Pour réaliser des gains d'efficience, le Distributeur saisit les opportunités que lui offrent les départs à la retraite prévus en 2013 et 2014 et utilise de façon optimale les employés temporaires pour satisfaire les besoins d'affaires.

[45] Selon le Distributeur, la modernisation des façons de faire s'applique également au volet des services à la clientèle (SALC) :

« Les outils de mobilité et les appareils intelligents font dorénavant partie de l'environnement des clients qui ont maintenant accès à une multitude de services électroniques. [...] L'évolution des services à la clientèle passe ainsi en grande partie par l'enrichissement de l'offre de services au moyen des interfaces électroniques (Web, courriel, téléphone mobile). Cette tendance permet de combler les besoins liés à la compréhension de la facture, à l'information et à la sensibilisation à l'égard de l'efficacité énergétique, sans oublier les besoins reliés aux outils d'aide à la gestion de la consommation »¹⁴.

¹⁴ Pièce B-0013, p. 7.

[46] La stratégie adoptée par le Distributeur pour le dimensionnement de l'organisation, la refonte des processus et la modernisation de l'organisation permet l'intégration de gains d'efficience de l'ordre de 80 M\$ en 2013. Le Distributeur est d'avis que les gains d'efficience résultant de cette stratégie seront récurrents dans la mesure où il mettra en place une infrastructure technologique supportant l'organisation.

[47] Le Distributeur compte également sur la réalisation du projet LAD qui constitue une action structurante majeure pour la poursuite de ses activités.

[48] Le Distributeur estime que les gains récurrents cumulatifs provenant des actions de gestion courante et des actions structurantes s'élèveront à plus de 280 M\$, dont des gains de 103 M\$ en 2014, ce qui représente des économies annuelles moyennes récurrentes de l'ordre de 70 \$ par abonnement.

[49] **La Régie prend acte des actions de gestion courante et des actions structurantes, ainsi que des gains mentionnés par le Distributeur ayant trait à l'amélioration de son efficience et indique qu'elle compte poursuivre le suivi de ces résultats.**

2.4 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[50] Le Distributeur présente l'évolution, sur la période 2010-2014, de l'indicateur global de l'efficience de ses fournisseurs internes, soit le ratio des « Charges de services partagés par abonnement au Québec ».

[51] Le Distributeur explique la croissance annuelle moyenne de 2,5 % de ce ratio sur la période 2010-2014 « *par des transferts d'activités entre les différentes unités d'Hydro-Québec, par la variation des besoins découlant des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et des éléments spécifiques, ainsi que par la croissance normale des coûts découlant de l'inflation* »¹⁵.

[52] **La Régie prend acte du résultat des indicateurs d'efficience des fournisseurs internes.**

¹⁵ Pièce B-0030, p. 5.

2.5 EFFICIENCE DU CENTRE DES SERVICES PARTAGÉS

[53] Le Distributeur présente l'évolution de quatre indicateurs d'efficience liés au Centre des services partagés (CSP), dont deux indicateurs pour le domaine Immobilier, un indicateur pour le domaine Services de transport et un indicateur relié au domaine Gestion du matériel. Sur la période 2010-2014, les indicateurs affichent une progression inférieure ou légèrement supérieure à l'inflation, malgré l'augmentation des salaires, qui est de l'ordre de 2,5 % pour la période.

[54] **La Régie prend acte du résultat des indicateurs d'efficience liés au CSP.**

Balisage du Centre des services partagés

[55] Conformément à la décision D-2010-022 de la Régie, le CSP a présenté dans le dossier R-3740-2010 du Distributeur un calendrier pluriannuel de réalisation des exercices de balisage pour ses principaux domaines d'activités. Conformément à ce calendrier, les domaines Immobilier, Services de transport et Gestion du matériel ont procédé en 2012 au balisage de leurs activités par des firmes externes. Le Distributeur en présente les résultats.

[56] Les résultats de l'étude révèlent que la performance du domaine Immobilier se situe généralement dans la moyenne des entreprises participantes quant aux indicateurs financiers et non financiers balisés.

[57] Quant au balisage des Services de transport, comparativement aux entreprises participantes, le résultat démontre que le coût d'entretien par véhicule équivalent est inférieur de 8 % pour Hydro-Québec. Ce résultat révèle une bonne performance, compte tenu du fait « *que le parc de véhicules de l'entreprise est d'une complexité opérationnelle et de gestion supérieure à la moyenne des participants* »¹⁶.

¹⁶ Pièce B-0030, p. 12.

[58] Quant à la Gestion du matériel, l'étude démontre que le coût d'Hydro-Québec est similaire à celui des répondants. La firme mentionne que les contraintes rencontrées par Hydro-Québec, notamment le nombre élevé de sites à desservir et l'étendue du territoire, ont un impact sur sa capacité à optimiser sa performance pour cet objet de balisage. Pour les pratiques et performance du processus de gestion matériel, la firme constate que « *la performance d'Hydro-Québec se situe au même niveau de maturité que l'ensemble des répondants et mentionne que les contraintes rencontrées par Hydro-Québec en raison de ses caractéristiques intrinsèques ont un impact sur sa marge de manœuvre en matière d'optimisation de la performance* »¹⁷.

[59] **La Régie prend acte des résultats du balisage du CSP.**

2.6 EFFICIENCE DU GROUPE TECHNOLOGIE

[60] Le Distributeur présente l'évolution de trois indicateurs d'efficacité associés au groupe Technologie, dont deux reliés aux télécommunications et un relié à la bureautique.

[61] Le Distributeur note une croissance annuelle moyenne de 4,0 % et 5,0 % respectivement, pour le ratio du coût de service de téléphonie par effectif et le ratio du coût de service d'accès réseaux par effectif. Ces hausses s'expliquent principalement par une réduction significative du niveau des effectifs, malgré une diminution du coût global associé à chacun de ces services.

[62] Sur l'ensemble de la période observée, le coût de services de bureautique est passé de 1 965 \$ en 2010 à 2 315 \$ en 2014. Pour le Distributeur, cette hausse du coût unitaire s'explique principalement par la baisse du nombre d'ordinateurs entre 2012 et 2014.

[63] **La Régie prend acte du résultat des indicateurs d'efficacité associés au groupe Technologie.**

¹⁷ Pièce B-0030, p. 13.

Balisage du groupe Technologie

[64] Dans sa décision D-2013-037¹⁸, la Régie prenait acte du report à une date ultérieure du plan de balisage du groupe Technologie.

[65] Dans le présent dossier, le Distributeur indique que :

« [l]es changements organisationnels des dernières années ainsi que l'implantation en janvier 2013 du modèle d'affaires intégré des directions principales Technologie de l'information et des Télécommunications, mentionnés à la pièce HQD-7, document 4, amènent à finaliser la mise en place de l'organisation. L'atteinte d'une certaine stabilité dans l'exercice des activités est nécessaire avant de définir l'objet et la portée du prochain balisage »¹⁹.

[66] **La Régie prend acte du report du plan de balisage du groupe Technologie à une date ultérieure.**

3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

3.1 NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

[67] Le 1^{er} janvier 2011, les Normes internationales d'information financière (IFRS) sont entrées en vigueur au Canada en remplacement des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. Ayant successivement reporté au 1^{er} janvier 2012, au 1^{er} janvier 2013 puis au 1^{er} janvier 2014 la date de mise en oeuvre des IFRS pour les entités à tarifs réglementés, le Conseil des normes comptables (CNC) a statué, en février 2013, que ces entités pouvaient bénéficier d'un an de plus pour leur transition aux IFRS, soit au 1^{er} janvier 2015.

¹⁸ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 104, par. 415.

¹⁹ Pièce B-0030, p. 16.

[68] Hydro-Québec, étant une entité admissible aux fins de ces reports, a choisi de continuer d'appliquer en 2012, en 2013 et en 2014, les normes comptables en vigueur avant le basculement, soit les PCGR tels qu'ils sont présentés à la Partie V du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés, « Normes comptables pré-basculement », pour ses états financiers consolidés à vocation générale.

[69] Dans sa décision D-2012-021 du 2 mars 2012, la Régie a approuvé en partie les modifications au 1^{er} janvier 2012 aux méthodes comptables découlant du passage aux IFRS proposées par le Transporteur et le Distributeur dans le dossier R-3768-2011.

[70] Conséquemment, les principales conventions comptables qu'utilise le Distributeur dans l'établissement du présent dossier sont, pour les trois années présentées, les conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et reposant sur les IFRS²⁰.

[71] Le Distributeur indique qu'au 1^{er} janvier 2014, une nouvelle interprétation, ainsi que des modifications apportées à six normes entreront en vigueur :

- interprétation : Interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes »;
- modifications de normes :
 - IFRS 10 « États financiers consolidés »;
 - IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités »;
 - IAS 27 « États financiers individuels »;
 - IAS 32 « Instruments financiers : Présentation »;
 - IAS 36 « Dépréciation d'actifs »;
 - IAS 39 « Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation »²¹.

[72] Le Distributeur soumet qu'une analyse détaillée de l'interprétation de chacune de ces normes a permis de conclure que ces modifications n'auront aucun impact pour lui.

²⁰ Pièce B-0015, p. 5.

²¹ Pièce B-0015, p. 8.

[73] **La Régie prend acte que ces modifications n'auront aucun impact pour le Distributeur.**

3.2 MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE D'ÉCARTS RELATIF AU BUREAU DE L'EFFICACITÉ ET DE L'INNOVATION ÉNERGÉTIQUES

[74] À la suite de la demande de la Régie, dans sa décision D-2013-037²², le Distributeur présente une proposition en ce qui a trait aux modalités de disposition du compte d'écart relatif au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ).

[75] Le Distributeur mentionne que les charges qu'il assume, en lien avec le BEIÉ, sont déterminées et recommandées par le ministère des Ressources naturelles (MRN), puis adoptées par décret gouvernemental. Il n'a donc pas de contrôle, tant sur les coûts encourus représentant son apport financier réel aux programmes du BEIÉ, que sur les dates d'adoption des décrets promulguant ces coûts.

[76] Compte tenu de l'absence de date spécifique à laquelle les coûts encourus sont connus, le Distributeur propose, pour le compte d'écart relatif aux coûts du BEIÉ, les modalités de disposition suivantes :

- constatation au compte hors base de tarification de l'écart entre les coûts estimés par le Distributeur à partir de l'information disponible la plus récente et les coûts autorisés;
- à la suite de l'adoption du décret gouvernemental établissant les coûts encourus par le Distributeur, constatation au compte d'écart hors base de tarification, de l'écart entre les coûts réels encourus et ceux autorisés, net de l'écart déjà constaté à l'étape précédente;
- disposition de l'écart dans les revenus requis du dossier tarifaire déposé à la Régie après la date d'adoption du décret;
- application, jusqu'à sa disposition aux revenus requis, d'un rendement au taux autorisé de la base de tarification²³.

²² Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 77, par. 282.

²³ Pièce B-0015, p. 9 et 10.

[77] Le Distributeur indique qu'advenant le cas où les décrets gouvernementaux soient adoptés à date fixe, les modalités proposées pourraient être revues pour refléter adéquatement l'information au dossier tarifaire²⁴.

[78] En réponse à une demande de renseignements de la Régie²⁵, le Distributeur ne voit pas d'inconvénient à constater, dans ses revenus requis de l'année témoin 2014, l'information découlant du dernier décret disponible au moment de la mise à jour en janvier du taux de rendement des capitaux propres, conformément au *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution*.

[79] Conformément à sa décision D-2014-034²⁶, la Régie accepte la proposition du Transporteur et du Distributeur de mettre à jour en décembre le coût de la dette et le coût du capital prospectif. Ainsi, la mise à jour en janvier du taux de rendement des capitaux propres n'est plus requise, pour le moment.

[80] La Régie juge que les modalités de disposition du compte d'écart relatif au BEIÉ sont acceptables. Elle demande cependant que l'information découlant du dernier décret disponible au moment de la mise à jour en décembre du coût de la dette et du coût du capital prospectif soit constatée dans les revenus requis de l'année témoin.

3.3 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ

[81] Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées d'utilité de ses immobilisations corporelles et actifs incorporels, conformément à la normalisation comptable en vigueur.

[82] Conformément à la décision D-2012-024²⁷ de la Régie, le Distributeur a modifié la durée d'utilité de la catégorie « Enroulement du stator de la centrale hydraulique du Lac Robertson », passant de 45 à 50 ans, au 1^{er} janvier 2014.

²⁴ Pièce B-0088, p. 7.

²⁵ Pièce B-0117, p. 7.

²⁶ Dossier R-3842-2013, pièce A-0051, p. 66, par. 266 et p. 68, par. 273.

²⁷ Dossier R-3776-2011, pièce A-0058, p. 46, par. 144.

[83] **La Régie prend acte de l'augmentation de la durée d'utilité de cette catégorie de 45 à 50 ans.**

4. PRÉVISION DES VENTES

[84] Pour l'année témoin projetée 2014, la prévision des ventes est évaluée, par le Distributeur, à 170,0 TWh, en baisse de 0,9 % (171,6 TWh) par rapport aux ventes normalisées de 2013²⁸. Le Distributeur apporte les explications suivantes au sujet des variations anticipées des ventes pour les principales catégories tarifaires²⁹ :

- Tarifs D et DM : le Distributeur prévoit une croissance des ventes de 261 GWh causée par 42 200 unités d'habitation mises en chantier (+500 GWh) et une croissance de la rémunération des salariés de 1,8 % (+140 GWh)³⁰. Cette croissance est atténuée par la démarcation des ventes de 2012 publiées en 2013 (-130 GWh)³¹ ainsi que l'actualisation de la normale climatique (-250 GWh)³²;
- Tarifs G, G-9 et M : le Distributeur prévoit une croissance de 309 GWh provenant principalement d'une hausse nette de l'activité économique des secteurs commercial, institutionnel et industriel petites et moyennes entreprises (PME) (+295 GWh), qui est cependant atténuée par l'actualisation de la normale climatique (-35 GWh). Par ailleurs, la réforme des tarifs généraux a un impact global nul pour ces tarifs, alors que 990 GWh du tarif G sont transférés au tarif G9 (+70 GWh) et au tarif M (+920 GWh);
- Tarif LG³³ : le Distributeur prévoit une croissance de 18 GWh générée par une augmentation du transport public et de l'activité économique au secteur commercial et institutionnel;

²⁸ Prévision des ventes de mai 2013.

²⁹ Pièce B-0011, p. 10 et 11.

³⁰ Pièce B-0148, p. 3.

³¹ Pièce A-0057, p. 14 à 16 et pièce A-0072, p. 83.

³² Pièce B-0088, p. 14.

³³ Nouvelle catégorie tarifaire. Pièce B-0049, p. 18 à 20.

- Tarif L : le Distributeur prévoit une décroissance de 81 GWh provenant principalement d'une baisse anticipée des activités du secteur pâtes et papiers (-526 GWh). Néanmoins, cette baisse est atténuée, entre autres, par les hausses attendues des activités aux secteurs pétrole et chimie (+184 GWh) et minier (+190 GWh)³⁴;
- Contrats spéciaux : le Distributeur prévoit une décroissance de 1 941 GWh qui découle essentiellement d'une faible demande mondiale de stocks importants et de prix bas pour l'aluminium.

[85] La comparaison entre la prévision du Distributeur des ventes normalisées 2013, sans celles aux contrats spéciaux, et celle acceptée par la Régie dans sa décision D-2013-037 montre un écart prévisionnel de +1,3 TWh. Le Distributeur justifie la plus grande part de cet écart de la manière suivante³⁵ :

- Tarifs D et DM : l'écart positif de 209 GWh s'explique par des ventes normalisées plus importantes qu'anticipées;
- Tarifs G, G9 et M : l'écart consolidé positif de 404 GWh résulte d'une plus grande activité économique qu'attendue aux secteurs des services et industriel PME. En effet, en mai 2012, le Distributeur prévoyait, entre autres, une croissance de -0,9 % du produit intérieur brut (PIB) manufacturier du Québec, alors qu'elle a été revue à la hausse à +1,0 % en octobre 2012³⁶;
- Tarif L : l'écart positif de 491 GWh provient essentiellement de la réouverture de l'usine Stadaonna de l'entreprise White Birch en août 2012 (+1 200 GWh) et d'un ralentissement des activités dans le secteur des mines et métaux (-600 GWh).

[86] L'AQCIE/CIFQ émet certaines réserves quant à la justesse de la prévision des ventes du Distributeur pour 2014. Il considère que les erreurs de prévision passées ne peuvent être ignorées dans le cadre de l'évaluation de la prévision 2014. De plus, des doutes persistent quant à la performance du nouveau modèle de prévision utilisé par le Distributeur depuis 2012³⁷.

³⁴ Pièce B-0011, p. 12.

³⁵ Pièce B-0011, p. 13 et 14.

³⁶ Dossier R-3814-2012, pièce B-0013, p. 13 et pièce B-0082, p. 13.

³⁷ Pièce A-0067, p. 214.

[87] La FCEI remet en question la justesse de la prévision des ventes du Distributeur pour l'année 2014. D'une part, l'intervenante constate qu'il existe un écart de plus de 1,0 TWh en 2013 entre les ventes, sans celles aux contrats spéciaux, prévues par le Distributeur au dossier tarifaire précédent et celles présentées au dossier actuel.

[88] D'autre part, la FCEI remarque que les écarts de prévision persistent depuis 2010 et vont toujours dans le sens d'une sous-estimation par le Distributeur des ventes, excluant celles aux contrats spéciaux³⁸. Ainsi, « [a]u cours des dernières années, le Distributeur a réalisé des excédents de revenus nets des achats considérables et récurrents »³⁹. Considérant ces constats et leurs impacts, la FCEI recommande la mise en place d'un compte d'écarts sur les revenus nets des achats⁴⁰.

[89] SÉ/AQLPA estime que la prévision des ventes du Distributeur n'est toujours pas centrée, se situant plus près de la fourchette inférieure des prévisions économiques formant le consensus⁴¹. À cet égard, l'intervenant recommande à la Régie :

« [...] de continuer d'inviter Hydro-Québec Distribution à lui faire rapport quant à la neutralité de sa prévision de la demande et quant à la résorption des biais systémiques de sous-prévision qui l'ont longtemps caractérisée. Le cas échéant, Hydro-Québec devrait continuer à mettre en place d'autres correctifs méthodologiques afin de s'assurer que sa prévision soit centrée et exempte de biais »⁴².

[90] Néanmoins, SÉ/AQLPA note que ces écarts de prévision tendent à s'amenuiser depuis quelques années.

[91] La Régie note que le Distributeur s'est doté en 2012 d'un nouveau modèle de prévision des ventes de court terme qui utilise diverses variables économiques, démographiques et climatiques, tout en tenant compte de l'évolution historique des ventes pour chacun des secteurs de consommation. Ce modèle économétrique permet ainsi d'éviter l'utilisation de provisions de ventes et de contingences, comme le faisait le Distributeur dans le cadre des dossiers tarifaires précédents.

³⁸ Pièce A-0061, p. 210 et 211.

³⁹ Pièce C-FCEI-0010, p. 4.

⁴⁰ Pièce C-FCEI-0010, p. 10.

⁴¹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0012, p. 12 à 14.

⁴² Pièce A-0065, p. 186.

[92] La Régie note également que le Distributeur révisé continuellement ce nouveau modèle de prévision. D'ailleurs, pour l'année tarifaire 2014-2015, le Distributeur a raffiné sa méthode de démarcation, qui se traduit par une meilleure prévision des revenus de ventes⁴³.

[93] En ce qui a directement trait aux prévisions, la Régie constate que l'écart de prévision des ventes pour l'année 2013 s'explique en grande partie par la réouverture inattendue et donc difficilement prévisible de l'usine Stadaconna du client White Birch. En outre, elle constate pour l'année 2012, en excluant les contrats spéciaux, un écart minime de 29 GWh entre les ventes réelles et celle prévues. Ainsi, la Régie ne peut conclure à une tendance de sous-estimation de la prévision des ventes avec le modèle économétrique qui est présentement appliqué depuis deux ans.

[94] Quant à la prévision des ventes pour l'année témoin projetée 2014, la Régie retient les propos du Distributeur à l'effet que « [l]e scénario de prévision des ventes 2014, déposé dans le cadre du présent dossier tarifaire, se veut un scénario centré et le plus probable [et que p]ar conséquent, les risques d'écart à la hausse comme à la baisse sont équivalents »⁴⁴.

[95] La Régie accepte la prévision des ventes déposée par le Distributeur aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2014-2015. Elle encourage le Distributeur à poursuivre le raffinement de son modèle économétrique de prévision des ventes et à présenter toutes nouvelles améliorations qui y seraient apportées. Elle lui demande de procéder de même en ce qui a trait à sa méthode de prévision des revenus de ventes.

[96] Par ailleurs, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI sur la mise en place d'un compte d'écarts relatif aux revenus de ventes nettes des achats d'électricité. Dans le cadre tarifaire actuel, les bénéfices reliés à la mise en place d'un tel compte n'ont pas été démontrés.

⁴³ Pièce B-0146, p. 6.

⁴⁴ Pièce B-0146, p. 6.

[97] **Par ailleurs, la Régie accueille favorablement la proposition du Distributeur de tenir une séance d'information sur sa méthode de prévision des ventes, après le dépôt de la preuve du prochain dossier tarifaire⁴⁵. Cette séance d'information portera également sur les aléas climatiques (voir à cet égard la section 11.2).**

5. PARAMÈTRES FINANCIERS

[98] Le coût du capital du Distributeur se compose de deux éléments, soit le taux de rendement sur la base de tarification et le coût du capital prospectif.

[99] Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul de ces deux éléments sont :

- la structure de capital présumée;
- le taux de rendement des capitaux propres;
- le coût moyen de la dette;
- le taux prospectif de la dette pondéré.

5.1 STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES

[100] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée précédemment par la Régie dans sa décision D-2003-93⁴⁶, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

⁴⁵ Pièce A-0059, p. 137.

⁴⁶ Dossier R-3492-2002 Phase 1, p. 51.

[101] En ce qui a trait à la détermination du taux de rendement sur l'avoir propre, le Distributeur propose dans sa demande initiale :

- le maintien de la méthode utilisée pour évaluer le rendement des capitaux propres, soit la résultante de la somme du taux sans risque et de la prime de risque spécifique au Distributeur;
- le taux sans risque de 2,845 %, tel qu'obtenu à l'aide du *Consensus Forecasts* du mois de mai 2013 et des taux observés des obligations du gouvernement canadien au cours du mois d'avril 2013;
- le maintien de la prime de risque spécifique au Distributeur à 3,405 %.

[102] Selon ces paramètres, le taux de rendement des capitaux propres proposé pour 2014 par le Distributeur dans sa demande du 6 août 2013 s'élève à 6,250 %. Le 30 janvier 2014, le Distributeur dépose la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres et du coût du capital prospectif, sous réserve de la décision à être rendue dans le dossier R-3842-2013. Après la mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision de la publication du *Consensus Forecasts* du mois de janvier 2014, le taux de rendement des capitaux propres s'établit à 6,943 %⁴⁷.

[103] Conformément à la décision procédurale D-2013-124, le Distributeur ajuste sa preuve initiale en tenant compte du taux de rendement des capitaux propres demandé de 9,2 %⁴⁸ dans le dossier R-3842-2013.

[104] **Dans sa décision D-2014-034⁴⁹, rendue le 4 mars 2014, la Régie prend acte que le Transporteur et le Distributeur ne proposent pas de modification à leur structure de capital respective et elle fixe, pour l'année témoin 2014, le taux de rendement des capitaux propres du Transporteur et du Distributeur à 8,2 %.**

⁴⁷ Pièce B-0170, p. 4.

⁴⁸ Pièce B-0071, p. 14.

⁴⁹ Dossier R-3842-2013, pièce A-0051, p. 62, par. 243.

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[105] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2014, un coût moyen de la dette de 6,558 %, soit une hausse de 0,075 % par rapport au taux de 6,483 % approuvé pour 2013.

[106] Pour répondre aux demandes faites par la Régie dans ses décisions D-2012-024⁵⁰ et D-2013-037⁵¹, le Transporteur et le Distributeur proposent, dans le dossier R-3842-2013, d'effectuer une mise à jour des composantes du coût moyen de la dette en reflétant les impacts des variations de taux et de volume sur le numérateur et le dénominateur. Ils proposent que leurs mises à jour soient établies au même moment, soit en décembre.

[107] Le Transporteur et le Distributeur indiquent que :

« [L]es transactions de financement réalisées ainsi que les nouvelles prévisions des volumes de financement, établies à partir des données disponibles à la date de mise à jour, seraient alors prises en compte. La mise à jour intégrerait aussi la révision des taux applicables à la dette à taux variables ainsi qu'aux nouveaux emprunts à taux fixes prévus. À cet effet, les prévisions les plus récentes des taux du Consensus Forecasts seraient utilisées pour établir la prévision des taux d'intérêt sur un horizon annuel. Pour les prévisions de taux applicables à Hydro-Québec, la méthodologie en vigueur dans les dossiers tarifaires antérieurs serait appliquée »⁵².

[108] Dans sa décision D-2014-034⁵³, la Régie approuve que la mise à jour du coût moyen de la dette selon le processus proposé par le Transporteur et le Distributeur soit effectué en décembre, tant pour le Transporteur que pour le Distributeur, en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre.

[109] Par conséquent, la Régie accepte la mise à jour du coût moyen de la dette du Distributeur tel qu'effectuée en décembre 2013 et passant de 6,558 % à 6,561 %⁵⁴ pour l'année témoin 2014, conformément au processus approuvé dans la décision D-2014-034.

⁵⁰ Dossier R-3776-2011.

⁵¹ Dossier R-3814-2012.

⁵² Dossier R-3842-2013, pièce B-0004, p. 26 et 27.

⁵³ Dossier R-3842-2013, pièce A-0051, p. 68, par. 273.

⁵⁴ Pièce B-0155, p. 3.

5.3 TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[110] Dans sa demande initiale, le Distributeur dépose un taux de rendement de la base de tarification de 6,450 %. Ce taux correspond à la somme pondérée selon la structure du capital, du taux de rendement des capitaux propres de 6,250 % et du coût moyen de la dette de 6,558 %. Considérant la mise à jour du 30 janvier 2014, le taux de rendement de la base de tarification est de 6,693 %⁵⁵.

[111] Conformément à la décision procédurale D-2013-124, le Distributeur ajuste le taux de rendement de la base de tarification à 7,483 %, correspondant à la somme pondérée du taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % et du coût moyen de la dette de 6,558 %⁵⁶.

[112] Selon les taux découlant de la décision D-2014-034, le taux de rendement de la base de tarification devient 7,135 % et correspond à la somme pondérée du taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et du coût moyen de la dette de 6,561 %.

TABLEAU 2
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2014 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Coût moyen de la dette	65 %	6,561 %	4,265 %
Taux de rendement de la base de tarification			7,135 %

[113] **La Régie détermine pour l'année témoin 2014 un taux de rendement de la base de tarification du Distributeur de 7,135 %.**

⁵⁵ Pièce B-0170, p. 4.

⁵⁶ Pièce B-0071, p. 14.

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[114] Le Distributeur demande initialement à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 4,972 %, applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2014. Ce taux correspond à la somme pondérée selon la structure de capital, du taux de rendement des capitaux propres à 6,250 % et du taux prospectif de la dette de 4,283 %.

[115] Pour répondre également aux demandes faites par la Régie dans ses décisions D-2012-024 et D-2013-037, le Transporteur et le Distributeur proposent, dans le dossier R-3842-2013, d'effectuer une mise à jour en décembre des taux de financement à court et long terme pour le calcul du coût du capital prospectif, selon la méthodologie actuelle. Ainsi, les prévisions révisées des taux d'intérêt pour les émissions de dette à taux fixes et de dette à taux variables seraient également utilisées pour mettre à jour le coût du capital prospectif⁵⁷.

[116] Dans sa décision D-2014-034⁵⁸, la Régie approuve que la mise à jour du coût en capital prospectif selon le processus proposé par le Transporteur et le Distributeur soit effectuée en décembre, tant pour le Transporteur que pour le Distributeur, en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre.

[117] Après la mise à jour effectuée par le Distributeur en décembre 2013, le taux prospectif de la dette passe de 4,283 % à 4,580 %⁵⁹.

⁵⁷ Dossier R-3842-2013, pièce B-0004, p. 27.

⁵⁸ Dossier R-3842-2013, pièce A-0051, p. 68, par. 273.

⁵⁹ Pièce B-0155, p. 4.

[118] Le coût du capital prospectif est ainsi révisé à 5,847 %. Ce taux correspond à la somme pondérée selon la structure du capital, du taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et du taux prospectif de la dette de 4,580 %.

TABLEAU 3
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2014 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Taux prospectif de la dette	65 %	4,580 %	2,977 %
Coût du capital prospectif		5,847 %	

[119] **La Régie détermine pour l'année témoin 2014 le taux moyen du coût du capital prospectif de 5,847 %.**

5.5 IMPACTS DE LA DÉCISION D-2014-034 SUR LES REVENUS REQUIS 2014

[120] La Régie présente au tableau suivant un estimé des impacts de la décision D-2014-034 sur les revenus requis 2014, considérant l'effet du taux de rendement des capitaux propres demandé de 9,2 % comparé à celui autorisé de 8,2 % (-80,6 M\$) et à la mise à jour du coût moyen de la dette, passant de 6,558 % à 6,561 % (0,8 M\$⁶⁰).

⁶⁰ Pièce B-0155, p. 8.

TABLEAU 4
ESTIMÉ DES IMPACTS DE LA DÉCISION D-2014-034
SUR LES REVENUS REQUIS 2014

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i>
Rendement de la base de tarification	(37,5)
Charge locale de transport	(47,5)
Ajustement des contrats spéciaux	5,2
Total	(79,8)

Note : Cet estimé ne tient pas compte de l'impact de la décision D-2014-034 sur l'encaisse réglementaire incluse dans la base de tarification.

6. COÛTS ÉVITÉS

6.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

Coût évité en énergie

[121] Le Distributeur met à jour le coût évité en énergie présenté au dossier R-3814-2012, considérant que la période de surplus énergétique se prolonge jusqu'en 2025.

[122] Le Distributeur propose d'utiliser, pour la période 2012-2025, comme coût évité de court terme en énergie, une combinaison formée d'un coût moyen anticipé des achats effectués en hiver de 5,0 ¢/kWh (\$ 2013) et d'un revenu net moyen anticipé des ventes réalisées lors des autres saisons, de 2,7 ¢/kWh (\$ 2013).

[123] Le Distributeur suggère d'utiliser, à compter de 2026, comme coût évité de long terme en énergie, le prix unitaire du second appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007)⁶¹.

[124] La FCEI recommande de modifier le coût évité de long terme en énergie afin qu'il soit désormais basé sur le prix plafond du dernier appel d'offres d'énergie éolienne de 450 MW annoncé par le gouvernement du Québec le 28 août 2013⁶², soit 9,5 ¢/kWh (\$ 2014), indexé à l'indice des prix à la consommation (IPC).

[125] Le ROEE demande que le prix unitaire de l'énergie patrimoniale ne soit pas utilisé pour baliser le coût évité en énergie, afin de ne pas nuire aux objectifs d'efficacité énergétique et de rendre non rentables certaines mesures qui y sont associées⁶³.

[126] Le RNCREQ est préoccupé par une augmentation brusque de 256 % du coût évité en énergie entre 2025 et 2026. En conséquence, l'intervenant recommande à la Régie d'exiger que pour le prochain dossier tarifaire, le Distributeur présente une approche basée sur le prix de marché et qui ne présente pas d'augmentation brusque. Il propose également que le prix à terme du contrat de base de 350 MW conclu entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) soit utilisé en tant que coût évité de long terme en énergie⁶⁴.

[127] L'UC est d'avis que le coût évité de court terme en énergie doit être fixé en tenant compte des importants surplus énergétiques prévus annuellement jusqu'en 2025. Elle recommande donc de le fixer au prix unitaire de l'électricité patrimoniale, tant en hiver que pour le reste de l'année⁶⁵.

⁶¹ Pièce B-0017, p. 5.

⁶² Pièce C-FCEI-0010, p. 10 à 12.

⁶³ Pièce A-0072, p. 53.

⁶⁴ Pièce A-0063, p. 193 et 194.

⁶⁵ Pièce C-UC-0017, p. 21 à 23.

[128] La Régie constate ce qui suit, en lien avec les coûts évités de court et long terme en énergie. Tout d'abord, elle considère que la première année d'application devrait être 2013 plutôt que 2012. En effet, le présent dossier tarifaire porte sur les tarifs 2014-2015, avec pour année de base l'année 2013. Ensuite, elle constate, à partir du bilan en énergie du Distributeur, que les premiers achats de long terme sont prévus pour 2024 plutôt que 2026⁶⁶. Enfin, pour le coût évité de long terme, elle est d'avis qu'il y a lieu d'utiliser un prix de référence qui soit davantage basé sur la réalité actuelle des approvisionnements en énergie, alors que le Distributeur calcule un prix d'achat d'énergie sur le marché du New York Independent System Operator (NYISO) de 7,0 ¢/kWh en 2024⁶⁷.

[129] **Considérant ce qui précède, la Régie ne retient pas le coût évité en énergie proposé par le Distributeur et, aux fins de l'établissement des tarifs 2014-2015, le fixe de la manière suivante :**

- **de 2013 à 2023 inclusivement :**
 - **le signal de prix de la période hivernale (décembre à mars) est de 5,0 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation;**
 - **le signal de prix de la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation;**
- **à compter de 2024 : le signal de prix est fixé à 9,0 ¢/kWh (\$ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW fixé par règlement le 6 novembre 2013⁶⁸.**

Coût évité en puissance

[130] Compte tenu, d'une part, de la mise à jour des besoins fermes en puissance repoussés de quelques années et, d'autre part, des demandes de la Régie émises dans sa décision D-2013-037⁶⁹, le Distributeur met à jour le coût évité en puissance présenté au dossier R-3814-2012, en modifiant l'année de référence et en reportant la période de long terme de l'hiver 2015-2016 à 2019-2020⁷⁰.

⁶⁶ Pièce B-0076, p. 5.

⁶⁷ Pièce B-0088, p. 18.

⁶⁸ Gazette officielle du Québec, 6 novembre 2013, 145^e année, n° 46A, p. 4933A.

⁶⁹ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 36.

⁷⁰ Pièce B-0017, p. 6.

[131] Le Distributeur applique ainsi un coût évité en puissance de 10 \$/kW-hiver jusqu'à l'hiver 2014-2015 et le fait progresser pour atteindre 40 \$/kW-hiver à compter de l'hiver 2019-2020⁷¹.

[132] À la lumière du bilan en puissance présenté par le Distributeur dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023⁷², la FCEI estime que les niveaux de puissance additionnelle requise sont similaires de 2013-2014 à 2015-2016, et donc que le coût évité en puissance ne devrait pas augmenter avant l'hiver 2016-2017. De plus, l'intervenante est d'avis que le coût évité pour ces hivers devrait être de 5 \$/kW-hiver, en se basant sur le fait que le Distributeur n'a eu, lors de l'hiver 2012-2013, aucun besoin additionnel en puissance à satisfaire pour les mois de décembre 2012 et mars 2013⁷³.

[133] La Régie constate ce qui suit, en lien avec les coûts évités de court et long terme en puissance. En analysant le bilan en puissance du Distributeur, inclus au plan d'approvisionnement 2014-2023, la Régie observe, en premier lieu, une période de relative stabilité des besoins additionnels en puissance de 2013-2014 à 2015-2016, en second lieu, une période de progression des besoins de 2016-2017 à 2018-2019 et, en troisième lieu, une période de besoins supplémentaires à compter de 2019-2020. La Régie considère qu'il y a lieu d'utiliser des valeurs du coût évité en puissance qui s'arriment à ces trois périodes distinctes.

[134] Par ailleurs, la Régie ne partage pas l'avis de la FCEI relatif à la valeur du coût évité de court terme en puissance. D'une part, les mois de décembre 2012 et mars 2013 ont connu des températures plus clémentes que la normale et donc les besoins additionnels en puissance à l'hiver 2012-2013 ne reflètent pas les besoins historiques du Distributeur pour un hiver type. D'autre part, en étudiant les derniers résultats de l'encan mensuel du marché UCAP⁷⁴-NYISO pour l'hiver 2013-2014, la Régie remarque que les prix sont substantiellement à la hausse par rapport à ceux de l'hiver précédent et, qu'en conséquence, le coût évité de 2,50 \$/kW-mois (10 \$/kW-hiver) proposé par le Distributeur est raisonnable⁷⁵.

⁷¹ En dollars de 2013, annuité croissante à l'inflation.

⁷² Dossier R-3864-2013, pièce B-0005, p. 28.

⁷³ Pièce C-FCEI-0010, p. 12 à 16.

⁷⁴ *Unforced Capacity*.

⁷⁵ NYISO Installed Capacity Monthly Auction - http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do.

[135] **Considérant ce qui précède, la Régie accueille partiellement la proposition du Distributeur quant au coût évité en puissance, aux fins de l'établissement des tarifs 2014-2015. Elle fixe ce coût de la manière suivante :**

- **pour les hivers 2013-2014 à 2015-2016 : prix de 10 \$/kW-hiver (\$ 2013, annuité croissante à l'inflation), soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur;**
- **pour les hivers 2016-2017 à 2018-2019 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2013, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2019-2020 et pour les années subséquentes.**

6.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[136] La méthode utilisée pour le calcul du coût évité global en énergie des réseaux autonomes (RA) est la même que celle utilisée lors du précédent dossier tarifaire. Elle tient compte du facteur d'utilisation (FU) de réseau, et non de la capacité installée, et du coût évité en puissance basé sur le coût d'un équipement générique de production⁷⁶.

[137] Le Distributeur souligne que la méthode d'évaluation utilisée doit prendre en considération le fait que les coûts évités sont utilisés pour évaluer des programmes et des mesures (Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ), notamment) qui s'appliquent uniformément sur tous les réseaux d'un même territoire. Les projets spéciaux qui sont de nature à infléchir le plan d'équipement spécifique à un réseau font plutôt l'objet d'une analyse économique détaillée.

⁷⁶ Pièce B-0017, p. 7 à 9.

TABLEAU 5
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2013

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
<i>Cap-aux-Meules</i>	16,40	135	55%	2,82	19,22
Basse Côte-Nord					
<i>Anticosti (Port Meunier)</i>	28,30	680	48%	16,08	44,38
<i>La Romaine</i>	25,51	680	46%	16,86	42,37
Haute-Mauricie					
<i>Clova</i>	29,12	680	42%	18,37	47,49
<i>Opitciwan</i>	23,75	680	45%	17,17	40,92
Nunavik					
<i>Akulivik</i>	43,77	800	57%	16,15	59,92
<i>Aupaluk</i>	46,85	800	51%	17,81	64,66
<i>Inukjuak</i>	38,58	800	61%	14,99	53,56
<i>Ivujivik</i>	50,62	800	56%	16,25	66,87
<i>Kangiqsualujuaq</i>	47,53	800	58%	15,77	63,30
<i>Kangiqsujuaq</i>	42,42	800	60%	15,15	57,57
<i>Kangirsuk</i>	42,84	800	54%	17,01	59,85
<i>Kuujuaq</i>	38,10	800	62%	14,70	52,80
<i>Kuujuarapik</i>	38,70	800	65%	14,04	52,74
<i>Puvimituk</i>	38,64	800	64%	14,34	52,98
<i>Quaqtaq</i>	51,62	800	59%	15,51	67,13
<i>Salluit</i>	38,42	800	60%	15,10	53,52
<i>Tasiujaq</i>	45,29	800	56%	16,27	61,56
<i>Umiujaq</i>	44,40	800	57%	16,07	60,47
<i>Schefferville</i>	2,35	135	54%	2,75	5,10

Source : Pièce B-0017, p. 8.

[138] Le Distributeur⁷⁷ tient à rectifier l'affirmation à l'effet que « [...] chaque kW de demande additionnelle en RA se traduit globalement par l'installation, à terme, d'environ deux kW de capacité additionnelle en équipements [...] ». Il souligne que, côté production (ou offre), le coût évité en puissance, établi sur la base du coût générique d'un équipement de production, est représentatif du coût unitaire de la capacité à installer à la marge. Côté réseau (ou demande), chaque mesure de réduction de la charge a son coût propre.

⁷⁷ Pièce B-0088, p. 22 et 23.

[139] La Régie considère que les coûts évités présentés par le Distributeur peuvent être utilisés pour déterminer la valeur de la contribution d'éventuels équipements de production qui viendraient ajouter de la capacité au réseau électrique autonome du Distributeur, comme dans le cas de génératrices décentralisées d'entreprises privées ou d'autres projets de production.

[140] Cependant, pour évaluer, selon les situations, la valeur de mesures contribuant à réduire la demande à la pointe, et donc à réduire la valeur de la puissance à garantir du côté de la production, la Régie réitère ses réserves quant à l'absence de prise en compte, dans le calcul des coûts évités, des coûts liés au besoin d'une capacité de réserve. Dans ce cas, les coûts évités présentés par le Distributeur sont sous-estimés.

[141] La Régie constate toutefois que les coûts évités totaux présentés, même s'ils sous-estiment les coûts évités de puissance, offrent au Distributeur une grande marge de manœuvre quant à ce qui pourrait être fait en matière d'efficacité énergétique et en gestion de la demande à la pointe, en plus de ce qui est actuellement prévu pour les RA en 2014.

[142] **La Régie approuve les coûts évités d'énergie et de puissance présentés par le Distributeur pour les RA, tout en maintenant une réserve quant au calcul des coûts évités.**

7. PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ INTÉGRÉS DANS LES REVENUS REQUIS 2014 MAIS NON AUTORISÉS

[143] Le Distributeur intègre dans le présent dossier tarifaire les coûts relatifs aux projets d'investissement suivants, supérieurs à 10 M\$, pour lesquels il s'attend à une décision de la Régie avant celle relative au dossier tarifaire :

- projet LAD - Phases 2 et 3;
- solutions d'ordonnancement et de gestion des équipes mobiles (SOGEM);
- travaux de raccordement du réseau de distribution pour le poste Fleury;
- travaux de raccordement du réseau de distribution pour le poste De Lorimier.

[144] Dans l'éventualité où le projet ne soit pas autorisé avant la décision de la Régie sur la demande tarifaire, les modalités suivantes, telles que reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-024⁷⁸, devront s'appliquer dans le présent dossier :

- le retrait des revenus requis de l'impact du projet;
- le versement à un compte d'écarts hors base des coûts afférents au projet qui avaient initialement été intégrés aux revenus requis de l'année témoin de la demande tarifaire considérée (un seuil minimal de 5 M\$);
- le maintien de ces coûts dans le compte d'écarts jusqu'à ce qu'une autorisation du projet soit émise et qu'il en soit disposé lors de la demande tarifaire subséquente;
- dans cet intervalle, les montants inscrits au compte porteront rendement au taux autorisé de la base de tarification.

Projet LAD - Phases 2 et 3

[145] Le Distributeur intègre à ses revenus requis et à ses revenus pour l'année témoin 2014 un montant de 27,9 M\$ relié aux charges nettes inhérentes au projet LAD – Phases 2 et 3, déposé à la Régie le 28 octobre 2013⁷⁹ pour autorisation. La base de tarification 2014 inclut un montant de 32,9 M\$ (moyenne des 13 soldes) afférent à ce projet⁸⁰.

⁷⁸ Dossier R-3776-2011, pièce A-0058, p. 41 à 43.

⁷⁹ Dossier R-3863-2013.

⁸⁰ Pièce B-0031, p. 12.

TABLEAU 6
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS ET SUR LES REVENUS
DU PROJET LAD - PHASES 2 ET 3
POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2014

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i>
Charges d'exploitation	5,8
Charges d'exploitation	12,3
Gains découlant d'actions structurantes	(6,5)
Autres charges	20,6
Amortissement des immobilisations en exploitation	1,6
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	19,0
Rendement de la base de tarification	2,1
Revenus requis	28,5
Revenus de mise en conformité ⁽¹⁾	(0,6)
Total	27,9

Source : Pièce B-0019, p. 4.

Note 1 : Les revenus de mise en conformité sont inclus dans la prévision des ventes d'électricité. Ces revenus sont inclus dans le tableau ci-dessus afin de présenter un portrait global du projet.

[146] **Considérant que la décision sur le projet LAD - Phases 2 et 3 n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer des revenus requis et des revenus de mise en conformité de l'année témoin 2014 l'impact du projet LAD, totalisant 27,9 M\$, et un montant de 32,9 M\$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes). Elle lui demande également de verser à un compte d'écarts hors base les charges nettes inhérentes à ce projet, conformément à la décision D-2012-024.**

SOGEM

[147] Le Distributeur intègre à ses revenus requis 2014 un montant de 1,1 M\$ relié aux charges inhérentes au projet SOGEM déposé à la Régie le 5 août 2013⁸¹ pour autorisation. La base de tarification 2014 inclut un montant de 5,0 M\$ (moyenne des 13 soldes) afférent à ce projet⁸².

[148] Le 25 septembre 2013, par sa décision D-2013-155, la Régie autorise le Distributeur à réaliser le projet SOGEM. Ainsi, elle autorise les charges inhérentes à ce projet dans les revenus requis ainsi que les montants dans la base de tarification pour l'année témoin 2014.

Poste Fleury

[149] Le Distributeur intègre à ses revenus requis 2014 un montant de 27 k\$ relié aux charges inhérentes au projet du poste Fleury déposé à la Régie le 8 août 2013⁸³ pour autorisation. La base de tarification 2014 inclut un montant de 423 k\$ (moyenne des 13 soldes) afférent à ce projet⁸⁴.

[150] Le 19 décembre 2013, par sa décision D-2013-205, la Régie autorise le Distributeur à réaliser les travaux de raccordement du réseau de distribution pour le poste Fleury. Ainsi, elle autorise les charges inhérentes à ce projet dans les revenus requis ainsi que les montants dans la base de tarification pour l'année témoin 2014.

Poste De Lorimier

[151] Le Distributeur intègre à ses revenus requis 2014 un montant de 21 k\$ relié aux charges inhérentes au projet du poste De Lorimier déposé à la Régie le 12 novembre 2013⁸⁵ pour autorisation. La base de tarification 2014 inclut un montant de 331 k\$ (moyenne des 13 soldes) afférent à ce projet⁸⁶.

⁸¹ Dossier R-3853-2013.

⁸² Pièce B-0031, p. 12.

⁸³ Dossier R-3858-2013.

⁸⁴ Pièce B-0031, p. 12.

⁸⁵ Dossier R-3865-2013.

⁸⁶ Pièce B-0031, p. 12.

[152] Considérant que la décision sur le projet du poste De Lorimier n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer des revenus requis et de la base de tarification pour l'année témoin 2014 les montants afférents à ce projet.

8. APPROVISIONNEMENTS

8.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

[153] Afin de répondre à la prévision de la demande, le Distributeur prévoit des besoins en énergie de 183,6 TWh pour l'année témoin 2014, en baisse de 1,2 TWh par rapport à ceux de l'année de base 2013.

TABLEAU 7
BESOINS EN ÉNERGIE

<i>En TWh</i>	<i>2012 Année historique</i>	<i>2013 Année de base</i>	<i>2014 Année témoin</i>
Prévision des ventes	167,5	171,1	170,0
<i>plus usage interne</i>	0,6	0,6	0,6
<i>plus électricité interruptible</i>	0,1	0,1	
<i>moins consommation hors réseau intégré</i>	0,4	0,4	0,4
Consommation prévue	167,8	171,4	170,2
<i>plus pertes de distribution et de transport</i>	13,3	13,4	13,4
Besoins prévus	181,1	184,8	183,6
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9	178,9	178,9
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	4,8	4,7	7,3
Besoins postpatrimoniaux	7,1	10,6	12,1

Source : Pièce B-0020, p. 9.

[154] Malgré cette baisse des besoins prévus, le Distributeur planifie acquérir 12,1 TWh d'approvisionnements postpatrimoniaux, soit le niveau le plus élevé depuis l'année tarifaire 2006-2007⁸⁷. Le Distributeur estime également que 7,3 TWh d'énergie patrimoniale ne seront pas utilisés pour combler les besoins prévus en 2014, alors que celle-ci constitue la source d'approvisionnement ferme à plus faible coût qui soit disponible. Il s'agit d'ailleurs d'un niveau sans précédent depuis le dépôt du dossier R-3579-2005.

TABLEAU 8
QUANTITÉS PRÉVUES D'ÉNERGIE POSTPATRIMONIALE ET PATRIMONIALE INUTILISÉE
PAR DOSSIER TARIFAIRE

<i>Dossiers</i>	<i>En TWh</i>	
	<i>Énergie postpatrimoniale prévue</i>	<i>Énergie patrimoniale inutilisée prévue</i>
R-3579-2005	8,6	0
R-3610-2006	8,2	0
R-3644-2007	6,5	0
R-3677-2008	4,8	0
R-3708-2009	1,5	1,3
R-3740-2010	6,2	0,2
R-3776-2011	6,5	0,5
R-3814-2012	11,6	4,2 ⁽¹⁾
R-3854-2013	12,1	7,3

Note 1 : À la suite des décisions D-2013-021 et D-2013-037, la quantité est passée de 4,2 TWh à 3,2 TWh.

[155] Pour l'année de base 2013, le Distributeur présente une baisse des besoins en énergie de 1,4 TWh et une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée, qui passe de 3,2 TWh à 4,7 TWh. Ceci résulte en une diminution de 34,8 M\$ du coût des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme par rapport au montant autorisé en 2013⁸⁸.

⁸⁷ Dossier R-3579-2005, pièce HQD-2, document 2, p. 10.

⁸⁸ Pièce B-0076, p. 7.

[156] Le Distributeur explique que cette situation résulte, entre autres, de températures plus chaudes que normales, de ventes plus faibles que prévues au client Rio Tinto Alcan et de l'absence d'achats d'énergie provenant de certains parcs éoliens dû aux reports de leurs mises en service⁸⁹.

[157] En ce qui a trait aux besoins attendus en puissance pour la pointe d'hiver 2013-2014, le Distributeur les prévoit à 37 111 MW, en baisse de 0,4 % par rapport à la pointe anticipée de l'hiver précédent. Quant aux besoins postpatrimoniaux en puissance, ils sont en baisse de 6,5 %, passant de 3 411 MW à 3 189 MW.

TABLEAU 9
BESOINS EN PUISSANCE

	<i>Années témoins (MW)</i>	
	<i>Hiver 2012-2013</i>	<i>Hiver 2013-2014</i>
Besoins réguliers du Distributeur	37 262	37 111
plus réserve requise	3 591	3 521
<i>Taux de réserve</i>	9,6 %	9,5 %
moins électricité patrimoniale <i>(incluant la réserve)</i>	37 442	37 442
Besoins postpatrimoniaux	3 411	3 189

Sources : Pièce B-0020, p. 10 et dossier R-3814-2012, pièce B-0021, p. 9.

[158] Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux prévus pour l'année témoin 2014 est en hausse de 24,0 % par rapport à celui de l'année de base 2013, passant de 967,0 M\$ à 1 199,2 M\$, pour un coût unitaire moyen de 99,3 \$/MWh.

[159] Depuis l'année 2012, le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux a augmenté de 84,3 %, alors que les besoins n'ont crû que de 1,4 %⁹⁰.

⁸⁹ Pièce B-0076, p. 7 et 8 et pièce B-0011, p. 13 et 14.

⁹⁰ Pièce B-0020, p. 9 (tableau 2) et p.15 (tableau 6).

[160] Le Distributeur précise que la hausse du coût total des approvisionnements postpatrimoniaux de 2013 à 2014 est essentiellement attribuable aux contrats de long terme et, notamment, aux projets d'achat d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable (parcs éoliens, centrales de cogénération et petites centrales hydroélectriques), dont le coût augmente de 271 M\$⁹¹. Ces achats de long terme expliquent à eux seuls la hausse des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année témoin.

TABLEAU 10
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2012			2013			2014		
	<i>Année historique</i>			<i>Année de base</i>			<i>Année témoin</i>		
	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>
Long terme	7,1	640,0	90,4	9,9	904,0	91,6	11,9	1 178,4	99,4
Court terme	0,0	9,9	s.o.	0,8	63,0	s.o.	0,2	20,9	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾	0,3	10,7	40,0	0,8	54,5	72,5	0,2	11,8	53,2
Reventes d'énergie	(0,3)	(8,0)	27,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Achats de puissance	s.o.	7,1	s.o.	s.o.	8,6	s.o.	s.o.	9,1	s.o.
Service de transport		1,0			0,0			0,0	
Total	7,1	650,8	92,2	10,6	967,0	91,0	12,1	1 199,2	99,3

Note 1 : Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

Source : Pièce B-0020, p. 15.

[161] Le Distributeur précise que le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux de 2014 inclut, entre autres, les coûts fixes et de suspension relatifs aux livraisons en puissance et en énergie provenant de la centrale de TransCanada Energy Ltd. (TCE), les coûts associés à l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur, de même que le coût d'achat des droits d'émission en vertu du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*⁹².

⁹¹ Pièce B-0020, p. 14.

⁹² Pièce B-0020, p. 14 et 15 et L.R.Q., c. Q-2, r. 46.1.

[162] Compte tenu, d'une part, de la prévision de la demande et, d'autre part, de son portefeuille d'approvisionnements, incluant de nombreux contrats de long terme associés à des projets d'énergie renouvelable, le Distributeur dispose désormais d'importants surplus énergétiques de 13,4 TWh à court terme⁹³. Afin d'équilibrer le bilan offre-demande de l'année témoin 2014, le Distributeur planifie d'utiliser les moyens de gestion suivants :

- suspension des livraisons provenant de la centrale de TCE : -4,3 TWh;
- réduction des livraisons du contrat cyclable : -2,0 TWh;
- énergie différée selon les conventions d'énergie différée (les Conventions) : 0,0 TWh;
- énergie rappelée en hiver selon les Conventions : 0,0 TWh;
- achats sur les marchés de court terme en hiver : +0,2 TWh;
- reventes sur les marchés de court terme : 0,0 TWh;
- électricité patrimoniale inutilisée : -7,3 TWh.

L'utilisation des Conventions d'énergie différée et la stratégie du Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2013

[163] Le Distributeur mentionne que, depuis le dépôt du dossier tarifaire R-3726-2010, la demande énergétique a diminué de façon cumulative de 170 TWh sur la période 2013-2027, dans un contexte où l'offre d'approvisionnements s'est accrue d'environ 53 TWh sur la même période.

[164] Le Distributeur rappelle qu'il a toujours pour engagement contractuel avec le Producteur de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions en 2027. Néanmoins, lors du dossier tarifaire R-3814-2012, le Distributeur estimait que ledit solde serait de 2,5 TWh en 2027, compte tenu de la demande de long terme qui prévalait en 2012 et des moyens dont il disposait pour gérer les besoins⁹⁴.

[165] Ainsi, considérant cette obligation contractuelle dans le contexte d'un important déséquilibre du bilan offre-demande de long terme, le Distributeur indique qu'il n'a pas différé l'énergie du contrat de base en 2013.

⁹³ Pièce B-0020, p. 12.

⁹⁴ Dossier R-3814-2012, pièce B-0077, p. 5.

[166] Cependant, dans sa décision D-2013-021, la Régie évaluait qu'il était possible de considérer une stratégie de différer l'énergie en 2013 qui permette de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions en 2027. En effet, la Régie faisant notamment référence aux faits que des variations imprévues de la demande devaient être prises en compte sur la durée restante des Conventions, que des quantités d'énergie différées aujourd'hui pouvaient minimiser la nécessité d'achats futurs et que le Distributeur prévoyait justement faire des achats de long terme à compter de 2021 pour une vingtaine de TWh au total⁹⁵.

[167] Ces constats ont mené la Régie à réduire le coût des approvisionnements d'un montant de 30,0 M\$ pour 2013, équivalant à environ 1,0 TWh d'énergie différée provenant du contrat de base. La Régie ajoute que cette décision permettait « *de réduire les revenus requis additionnels à court terme et de conserver la flexibilité opérationnelle à long terme du Distributeur dans le cadre de l'application des Conventions* »⁹⁶.

[168] Le Distributeur souligne avoir respecté la décision D-2013-021 en soustrayant 30,0 M\$ associés au coût des approvisionnements des revenus additionnels requis pour l'établissement des tarifs 2013-2014, mais qu'il n'a pu, au plan opérationnel, différer d'énergie du contrat de base pour l'année 2013, compte tenu d'un :

« ensemble de faits et d'événements survenus entre le dépôt du précédent dossier tarifaire et le 1^{er} mars 2013 (date limite de préavis pour l'énergie différée) reflétant une dégradation de l'équilibre offre-demande :

- *Intégration à la planification des 150 MW additionnels provenant du programme d'achat d'électricité produite par la cogénération à la biomasse : 15 TWh sur l'horizon 2013-2027*
- *Prise en compte dans la gestion des risques du Distributeur de l'ajout d'offre, suite à l'annonce du gouvernement en juillet 2012 relative à un éventuel lancement d'appel d'offres pour un bloc additionnel d'énergie éolienne;*
- *Janvier 2013 : Baisse additionnelle des besoins de 65 TWh sur l'horizon 2013-2027 »*⁹⁷.

⁹⁵ Dossier R-3814-2012, pièce A-0070, p. 15.

⁹⁶ Dossier R-3814-2012, pièce A-0070, p. 16.

⁹⁷ Pièce B-0162, p. 9.

[169] Compte tenu de cette situation, le Distributeur n'a pas différé ce 1,0 TWh d'énergie provenant du contrat de base et a comptabilisé un montant de 30 M\$, qui lui est associé au compte de *pass-on* 2013, pour fins d'établissement des tarifs 2014-2015⁹⁸.

[170] L'AQCIE/CIFQ demande à ce que ce montant de 30,0 M\$ soit retranché du compte de *pass-on* 2013, puisqu'il considère que les motifs avancés par le Distributeur ne permettent pas de conclure que le contexte a suffisamment changé entre le dépôt du dossier tarifaire R-3814-2012 et l'émission de la décision D-2013-021. L'intervenant souligne également que l'énergie différée aujourd'hui pourrait se substituer à des achats de long terme prévus à ce jour par le Distributeur en 2025 et 2026⁹⁹.

[171] La FCEI demande à la Régie de ne pas reconnaître, en référence à la décision D-2013-021, ce montant de 30,0 M\$ dans le compte de *pass-on* 2013. Elle évalue que le Distributeur avait la possibilité de différer 1,0 TWh d'énergie en 2013, d'autant plus que les capacités de rappels d'énergie, d'ici à l'échéance des Conventions, seraient sous-estimées. Par ailleurs, l'intervenante ajoute que le Distributeur n'a pas fourni d'analyse économique, malgré la demande de la Régie, pour justifier sa décision de ne pas différer d'énergie en 2013¹⁰⁰.

[172] L'UC demande également que le montant de 30,0 M\$ associé à ce 1,0 TWh d'énergie non différée soit soustraite du compte de *pass-on* 2013 servant à l'établissement des tarifs 2014-2015. Pour l'intervenante, le Distributeur a eu tort de ne pas différer d'énergie en 2013. Elle mentionne ce qui suit à cet égard :

« [...] même en tenant compte de cette baisse importante des besoins industriels, le bilan en énergie du Distributeur [déposé au présent dossier] indique qu'il aurait besoin de l'énergie supplémentaire de deux mille vingt-quatre (2024) à deux mille vingt-sept (2027), en sus de l'énergie du bloc éolien de huit cents mégawatts (800 MW) récemment annoncé par le gouvernement. Il faudrait donc différer l'énergie maintenant pour remplacer en partie ces achats additionnels qui seraient plus coûteux que le contrat en base »¹⁰¹.

⁹⁸ Pièce B-0076, p. 3.

⁹⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 2 et 3 et pièce A-0063, p. 82 et 83.

¹⁰⁰ Pièce C-FCEI-0010, p. 42 à 44.

¹⁰¹ Pièce A-0065, p. 115.

[173] Pour l'UC, les conséquences de la décision du Distributeur de ne pas différer 1,0 TWh en 2013 sont doubles : elle entraîne une augmentation des revenus additionnels requis 2014 ainsi que la soustraction d'une quantité du compte d'énergie différée, qui pourrait combler des besoins futurs.

[174] La Régie souligne d'emblée que le Distributeur a respecté la décision D-2013-021. En effet, elle n'a jamais ordonné au Distributeur de différer 1,0 TWh d'énergie, mais lui a indiqué de retrancher 30,0 M\$ du coût des approvisionnements, ce qui équivaut à 1,0 TWh d'énergie provenant du contrat de base et qui aurait pu être différé.

[175] Cela étant dit, la Régie juge que le Distributeur a manqué de transparence en intégrant la somme de 30,0 M\$ au compte de *pass-on* 2013, sans le préciser clairement dans la preuve initiale. Elle lui demande de faire preuve de plus de transparence à l'avenir et de justifier les sommes incluses dans le compte de *pass-on* dans les dossiers tarifaires.

[176] Quant aux faits et événements nouveaux évoqués par le Distributeur pour justifier sa décision de ne pas différer 1,0 TWh d'énergie en 2013, la Régie note que deux de ceux-ci, soit le 150 MW additionnels provenant du programme d'achat d'électricité produite par la cogénération à la biomasse et l'annonce par le gouvernement du Québec du lancement d'un appel d'offres pour un bloc de 450 MW d'énergie éolienne, étaient connus avant la prise en délibéré du dossier¹⁰².

[177] Bien que le Distributeur ait noté en janvier 2013 une baisse additionnelle des besoins de 65 TWh sur l'horizon 2013-2027, la Régie est d'avis que les motifs de la décision D-2013-021 étaient pertinents dans le contexte du précédent dossier tarifaire, notamment à l'effet que l'énergie différée en 2013 pouvait répondre à des besoins futurs, sans compromettre l'objectif du Distributeur de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions en 2027.

[178] Considérant ce qui précède, la Régie retranche un montant de 30,0 M\$ du compte de *pass-on* 2013 pour l'achat d'électricité, aux fins du calcul des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2014.

¹⁰² <http://www.premier.gouv.qc.ca/actualites/communiqués/details.asp?idCommunique=94>; décret 530-2012 (2012) 144 G.O. II, 3123; et décret 531-2012 (2012) 144 G.O. II, 3123.

L'utilisation des Conventions d'énergie différée et la stratégie du Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2014

[179] Tout comme pour 2013, le Distributeur indique qu'il n'entend ni rappeler ni différer de l'énergie provenant du contrat de base en 2014 à cause du déséquilibre offre-demande actuel. À cet égard, le tableau suivant indique que le Distributeur prévoit être en situation de surplus énergétiques jusqu'en 2027, soit l'année d'échéance des Conventions.

TABLEAU 11
BILAN EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR (EN TWH)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
= Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,6	187,1	191,4	193,8	194,4	195,7	197,0	199,0	199,4	200,6	201,9
- Volume d'électricité patrimoniale	171,5	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173,0	173,1	173,8	174,4	175,2	175,7	176,3	178,3
- Appro. non patrimoniaux	12,1	13,7	15,7	16,9	18,0	20,0	20,8	21,3	21,9	22,6	23,8	23,6	24,3	23,6
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1	0,7	-
• HQP - Base et cyclable	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	4,1	4,5	4,5	4,6	4,7	4,3	3,9	4,0	0,8
• Cyclable	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,4
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,5
• Énergie différée	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Énergie rappelée	-	-	-	-	-	0,6	0,9	0,9	0,9	1,0	0,5	-	-	-
• Autres contrats de long terme	8,6	10,4	12,4	13,4	14,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,1	15,1	14,7
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
• Biomasse II : 125 MW	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,8	1,1	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
• Éolien I : 990 MW	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,2
• Éolien II : 2000 MW	4,3	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
• Éolien III : 500 MW	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Éolien IV : 800 MW	-	-	0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Petite hydraulique : 150 MW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achat de court terme	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1	0,9	1,4	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
• Achat de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,5	1,5	5,1
= (Surplus)	(7,3)	(9,9)	(9,8)	(10,2)	(9,8)	(7,4)	(5,9)	(5,8)	(5,1)	(4,4)	(3,7)	(3,1)	(2,6)	(0,5)

Source : Pièce B-0076, p. 5.

[180] Le Distributeur précise ainsi qu'il ne planifie pas différer d'énergie d'ici la fin des Conventions, puisque les besoins futurs sont limités, voire incertains, alors qu'aucun rappel d'énergie n'est prévu avant 2019. De plus, il réitère qu'il a un engagement contractuel avec le Producteur de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions, en 2027.

[181] Le Distributeur résume sa position en indiquant « [qu']il privilégie une approche prudente et raisonnable, consistant à évaluer annuellement sa capacité à différer l'énergie en fonction des rappels effectivement octroyés par le Producteur et de sa marge de manœuvre »¹⁰³.

[182] L'AQCIE/CIFQ, la FCEI, le RNCREQ et l'UC s'opposent à la stratégie du Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2014¹⁰⁴. Essentiellement, cette opposition s'appuie sur les faits suivants :

- le Distributeur prévoit acheter de l'énergie de long terme lors des années 2024 à 2027 pour des quantités allant de 0,2 TWh à 5,1 TWh;
- en cas de baisse de la demande, le Distributeur aura simplement davantage d'énergie patrimoniale inutilisée;
- selon le scénario moyen du Distributeur, le solde du compte d'énergie différée peut être ramené à zéro en 2024¹⁰⁵.

[183] La Régie note que les arguments évoqués par les intervenants sont, à peu de chose près, les mêmes que ceux présentés dans le dossier tarifaire précédent et résumés dans la décision D-2013-021. Cependant, elle constate que la situation énergétique en 2014 est très différente de celle qui prévalait en 2013.

[184] En effet, en comparant le bilan énergétique 2013-2027, déposé dans le cadre du dossier R-3814-2012, au bilan énergétique 2014-2027, présenté au dossier actuel, la Régie remarque que le Distributeur prévoyait augmenter ses achats de court terme dès 2014 plutôt que 2020, recevoir des livraisons de la centrale de TCE à compter de 2016 au lieu de 2021 et procéder à des achats de long terme à compter de 2021 plutôt que 2024¹⁰⁶.

¹⁰³ Pièce B-0020, p. 10.

¹⁰⁴ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 2 et 3; pièce C-FCEI-0010, p. 32, 33 et 44; pièce C-RNCREQ-0020, p. 10; et pièce C-UC-0018, p. 13 à 16.

¹⁰⁵ Pièce B-0093, p. 60.

¹⁰⁶ Dossier R-3814-2012, pièce B-0154, p. 3.

[185] La Régie est ainsi d'avis que la situation en 2014 n'est pas favorable à différer de l'énergie. D'ailleurs, comme le souligne le Distributeur, depuis le dossier tarifaire précédent, non seulement la prévision de la demande a chuté de 65 TWh sur la période 2013-2027, mais l'offre d'approvisionnements s'est accrue de 38 TWh sur cette même période¹⁰⁷.

[186] Considérant ce qui précède, la Régie juge raisonnable la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat de base en 2014. Néanmoins, elle lui rappelle qu'il a le devoir de s'assurer d'une gestion optimale de ses approvisionnements afin d'obtenir le meilleur coût possible. Le Distributeur doit constamment évaluer toutes les stratégies lui permettant de réduire ses coûts d'approvisionnement.

8.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[187] Tel qu'illustré au tableau 12, les achats d'électricité du Distributeur passent de 5 352,4 M\$, montant autorisé pour l'année 2013, à 5 471,8 M\$ en 2014, soit une hausse de 119,4 M\$ (2,2 %). Cette hausse s'explique par une augmentation des achats d'électricité postpatrimoniale de 218,5 M\$ (22,3 %).

[188] Conformément à la décision procédurale D-2013-124 du présent dossier, le Distributeur ajuste sa preuve en tenant compte du taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % demandé par le Transporteur et par le Distributeur dans le dossier R-3842-2013. L'ajustement des contrats spéciaux est ainsi ajusté à 205,4 M\$ (crédeur) pour l'année témoin 2014, soit une hausse de 16,2 M\$ (crédeur) par rapport à la preuve initiale.

¹⁰⁷ Pièce B-0076, p. 5.

TABLEAU 12
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

(en M\$)	2012 (réel)	2013 (D-2013-037)	2013 (réel 4/12 - budget 8/12)	2014 (projeté)	2014 (projeté et ajusté) ⁽¹⁾	Différence 2014-2013 (D-2013-037)	
Électricité patrimoniale	4 468,0	4 519,7	4 493,8	4 485,8	4 485,8	(33,9)	(0,8 %)
Électricité postpatrimoniale	642,7	980,7	960,0	1 199,2	1 199,2	218,5	22,3 %
Tarif de gestion et énergie de secours	8,0	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(238,0)	(162,4)	(240,3)	(189,2)	(205,4)	(43,0)	26,5 %
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2010-2013	15,2	14,4	17,9	(7,8)	(7,8)	(22,2)	(154,2 %)
<i>Compte de pass-on 2010</i>	27,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<i>Compte de pass-on 2011</i>	(8,2)	6,1	6,1	0,0	0,0	(6,1)	
<i>Compte de pass-on 2012</i>	(4,2)	8,3	8,3	(4,3)	(4,3)	(12,6)	
<i>Compte de pass-on 2013</i>	0,0	0,0	3,5	(3,5)	(3,5)	(3,5)	
Total	4 895,9	5 352,4	5 238,4	5 488,0	5 471,8	119,4	2,2 %

Source : Extrait de la pièce B-0018, p. 5.

Note 1 : Le Distributeur a ajusté la prévision de l'année témoin 2014 présentée à la pièce B-0071, p. 11 à 14, selon le taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

Compte de pass-on 2012

[189] Le Distributeur demande à la Régie de refléter le solde créditeur de 4,3 M\$ pour le compte de *pass-on* 2012 dans les revenus requis de 2014¹⁰⁸.

[190] Le Distributeur inscrit la différence entre les données réelles du compte de *pass-on* au 31 décembre 2012 de 4,2 M\$ (débit) et le montant prévu sur la base de quatre mois réels et de huit mois projetés de 8,3 M\$ (débit) présenté au dossier R-3814-2012, pour un montant de 4,3 M\$ (crédit), incluant les intérêts de 0,3 M\$.

[191] La Régie note que la méthodologie relative au compte de *pass-on* appliquée par le Distributeur est conforme à ses décisions antérieures.

[192] La Régie approuve le solde créditeur de 4,3 M\$ relié au compte de *pass-on* 2012 inscrit à l'année témoin 2014.

¹⁰⁸ Pièce B-0039, p. 13 et 14.

Compte de pass-on 2013

[193] Le Distributeur demande à la Régie de refléter le solde créditeur de 3,5 M\$ pour le compte de *pass-on* 2013 dans les revenus requis de 2014¹⁰⁹.

[194] Le Distributeur établit le montant du *pass-on* 2013 à 3,5 M\$ (créditeur), évalué sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés, dans les revenus requis de 2014. Ce montant inclut un ajustement de 4,7 M\$ (débitteur), relatif à l'Entente-cadre de l'année réelle 2012, comptabilisé en 2013. Les données finales de l'Entente-cadre n'étant connues qu'après la fin de l'année réelle, l'ajustement qui en découle est comptabilisé l'année subséquente.

[195] Considérant ce qui précède (voir la section 8.1), la Régie retrace le montant de 30,0 M\$ du compte de *pass-on* 2013.

[196] **La Régie approuve le solde du compte de *pass-on* 2013 au montant de 33,5 M\$ (créditeur) inscrit à l'année témoin 2014.**

Conclusion sur les achats d'électricité

[197] **La Régie approuve, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les achats d'électricité au montant de 5 454,0 M\$ pour l'année témoin 2014, considérant les ajustements suivants :**

- **un ajustement du compte de *pass-on* 2013 au montant de 30,0 M\$ (créditeur);**
- **des ajustements des contrats spéciaux estimés à un montant total de 12,2 M\$¹¹⁰ (débitteur) découlant des ordonnances des décisions D-2014-034 (dossier R-3842-2013), D-2014-035 (dossier R-3823-2012) et de la présente décision.**

¹⁰⁹ Pièce B-0039, p. 14 et 29.

¹¹⁰ Le montant total estimé à 13,0 M\$ représente des ajustements aux contrats spéciaux provenant du compte de *pass-on* 2013 (5,9 M\$), de la décision D-2014-034 (5,2 M\$) et de la charge locale de transport 2013 et 2014 (1,1 M\$).

9. SERVICE DE TRANSPORT

[198] Les coûts du service de transport présentés par le Distributeur sont évalués à 2 796,8 M\$ pour 2014, tel qu'indiqué au tableau suivant :

TABLEAU 13
SERVICE DE TRANSPORT

(en M\$)	2012 (réel)	2013 (D-2013-037)	2013 (réel 4/12 - budget 8/12)	2014 (projeté)	2014 (projeté et ajusté) ⁽¹⁾	Différence 2014-2013 (D-2013-037)	
Charge locale	2 624,4	2 624,4	2 577,5	2 689,7	2 836,1	211,7	8,1 %
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2010	(1,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2011	(8,4)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2012	0,0	0,0	8,9	0,0	0,0	0,0	
Compte d'écarts 2011 (charge locale)	(47,8)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte d'écarts 2012 (charge locale)	16,9	(17,5)	(17,5)	0,0	0,0	17,5	
Compte d'écarts 2013 (charge locale et revenus de point à point)	0,0	0,0	38,0	(39,3)	(39,3)	(39,3)	
Total	2 583,9	2 606,9	2 606,9	2 650,4	2 796,8	189,9	7,3 %

Source : Extrait de la pièce B-0018, p. 5.

Note 1 : Le Distributeur a ajusté la prévision de l'année témoin 2014 présentée à la pièce B-0071, p. 11 à 14, selon le taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

Coût estimé de la charge locale de transport

[199] Conformément à la décision D-2007-12¹¹¹, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon la meilleure estimation. Dans sa preuve initiale, la prévision de l'année témoin 2014 retenue par le Distributeur s'appuie sur le coût de la charge locale de transport, soit 2 689,7 M\$¹¹².

[200] Conformément à la décision procédurale D-2013-124 rendue dans le présent dossier, le Distributeur ajuste sa preuve en tenant compte du taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % demandé par le Transporteur et le Distributeur dans le dossier R-3842-2013. Le coût de la charge locale du transport est ajusté à 2 836,1 M\$¹¹³ pour l'année témoin 2014, soit une hausse de 146,4 M\$ par rapport à la preuve initiale.

¹¹¹ Dossier R-3610-2006, pièce A-27, p. 21.

¹¹² Dossier R-3823-2012, pièce C-HQT-0099, p. 10.

¹¹³ Pièce B-0071, p. 11.

[201] Le 4 mars 2014, la Régie a rendu sa décision D-2014-034¹¹⁴ relative à la demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres. Considérant un taux de rendement des capitaux propres approuvé à 8,2 %, la Régie évalue une baisse du coût de la charge locale de transport de 47,5 M\$ pour l'année témoin 2014 (voir la section 5.5) par rapport à la demande ajustée de 2 836,1 M\$.

[202] Le 5 mars 2014, la Régie a rendu sa décision D-2014-035¹¹⁵ relative à la demande tarifaire 2014 du Transporteur, qui tient compte de la décision D-2014-034. La Régie estime à 2 769,6 M\$ le coût de la charge locale de transport, soit 66,5 M\$ de moins que prévu dans la demande ajustée de 2 836,1 M\$, dont 47,5 M\$ découlent de l'approbation d'un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 %.

[203] La décision D-2008-024¹¹⁶ permet que, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, tout ajustement de la facture de la charge locale de transport sera reflété aux revenus requis de l'année témoin du Distributeur.

[204] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2014 à un montant estimé de 2 769,6 M\$.

Compte d'écarts 2013

[205] Le Distributeur demande la prise en compte du compte d'écarts 2013 au montant de 39,3 M\$ (créditeur) dans les revenus requis 2014.

[206] Le montant autorisé pour le coût de la charge locale de transport applicable pour l'année 2013 s'établit à 2 624,4 M\$. Dans le présent dossier, il est évalué à 2 577,5 M\$ pour l'année de base 2013. En conséquence, un écart créditeur de 46,9 M\$ est comptabilisé au compte d'écarts hors base pour l'année 2013. À cela s'ajoute un montant débiteur de 8,9 M\$ pour le cavalier relatif aux revenus de point à point 2012.

¹¹⁴ Dossier R-3842-2013, pièce A-0051, p. 62, par. 243.

¹¹⁵ Dossier R-3823-2012, pièce A-0059, p. 143, par. 671.

¹¹⁶ Dossier R-3644-2007, pièce A-27, p. 18 et 19.

[207] Le Distributeur verse donc la somme de ces deux écarts et les intérêts y afférents, soit 39,3 M\$ au total (créditeur), dans les revenus requis de l'année témoin 2014.

[208] La Régie note que cette méthodologie est conforme à la décision D-2007-12¹¹⁷.

[209] Dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire 2013 du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, ce dernier propose qu'exceptionnellement l'écart résiduel 2013 soit versé aux revenus requis de l'année 2015 lors du prochain dossier tarifaire¹¹⁸. Il demeure toutefois ouvert à considérer tout autre traitement de l'écart résiduel¹¹⁹.

[210] Le 5 mars 2014, la Régie a rendu sa décision D-2014-035¹²⁰ relative à la demande tarifaire 2013 du Transporteur. La Régie estime à 2 586,2 M\$ le coût de la charge locale de transport en 2013, soit 8,7 M\$ de plus que le montant de l'année de base 2013, qui s'élève à 2 577,5 M\$.

[211] La décision D-2008-024¹²¹ permet que, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, tout ajustement de la facture de la charge locale sera reflété aux revenus requis de l'année témoin du Distributeur.

[212] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le solde du compte d'écarts 2013 à un montant estimé à 30,6 M\$ (créditeur) inscrit à l'année témoin 2014.

10. COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[213] Les coûts de distribution et des SALC totalisent 3 194,0 M\$ pour l'année témoin 2014 et sont en hausse de 153,1 M\$ (5,0 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2013. Le tableau 14 résume ces coûts.

¹¹⁷ Dossier R-3610-2006, pièce A-27, p. 21.

¹¹⁸ Pièce B-0022, p. 3.

¹¹⁹ Pièce B-0088, p. 24.

¹²⁰ Dossier R-3823-2012, pièce A-0059, p. 143, par. 671.

¹²¹ Dossier R-3644-2007, pièce A-27, p. 18 et 19.

TABLEAU 14
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SALC

<i>(en M\$)</i>	2012 <i>(réel)</i>	2013 <i>(D-2013-037)⁽¹⁾</i>	2013 <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	2014 <i>(projeté)</i>	2014 <i>(projeté et ajusté)⁽²⁾</i>	Différence 2014-2013 <i>(D-2013-037)</i>	
Charges d'exploitation	1 203,7	1 372,7	1 286,7	1 333,0	1 335,1	(37,6)	(2,7 %)
Autres charges	1 053,9	973,8	980,1	1 017,2	1 017,2	43,4	4,5 %
Frais corporatifs	29,9	36,7	33,0	33,5	33,5	(3,2)	(8,7 %)
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	773,4	657,7	817,4	716,4	808,2	150,5	22,9 %
Total	3 060,9	3 040,9	3 117,2	3 100,1	3 194,0	153,1	5,0 %

Sources : Pièce B-0023, p. 5 et pièce B-0170, p. 3.

Note 1 : Incluant les reclassements.

Note 2 : Le Distributeur a ajusté la prévision de l'année témoin 2014 présentée à la pièce B-0071, p. 11 à 14, selon le taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

[214] Dans les sections qui suivent, la Régie traite de chacune des rubriques des coûts de distribution et des SALC. Il s'agit des charges d'exploitation (section 10.1), des autres charges (section 10.2), des frais corporatifs (section 10.3), du rendement de la base de tarification et charge de désactualisation (section 10.4).

10.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[215] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présentait des charges d'exploitation s'élevait à un montant total de 1 333,0 M\$ pour l'année témoin 2014.

[216] Par la suite, le Distributeur a ajusté ses charges d'exploitation à 1 335,1 M\$, pour tenir compte de l'impact du taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013. Le tableau 15 résume ces charges d'exploitation ajustées.

TABLEAU 15
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2012 (réel)</i>	<i>2013 (D-2013-037) ajustée ⁽¹⁾</i>	<i>2013 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (projeté)</i>	<i>2014 (projeté et ajusté) ⁽²⁾</i>	<i>Différence 2014-2013 (D-2013-037)</i>	
Charges brutes directes	1 006,5	1 176,6	1 077,1	1 122,5	1 122,5	(54,1)	(4,6 %)
Masse salariale	638,3	753,4	694,4	737,2	737,2	(16,2)	(2,2 %)
Autres charges directes	432,7	467,8	429,2	431,4	431,4	(36,4)	(7,8 %)
Récupération de coûts	(64,5)	(44,6)	(46,5)	(46,1)	(46,1)	(1,5)	3,4 %
Charges de services partagés	513,3	568,1	560,0	571,2	573,3	5,2	0,9 %
Coûts capitalisés	(316,1)	(372,0)	(350,4)	(360,7)	(360,7)	11,3	(3,0 %)
Total	1 203,7	1 372,7	1 286,7	1 333,0	1 335,1	(37,6)	(2,7 %)

Source : Pièce B-0023, p. 5.

Note 1 : Décision D-2013-037, incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 10,0 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

Masse salariale de -5,1 M\$ (pièce B-0024, p. 5);

Autres charges directes de -0,2 M\$ (pièce B-0025, p. 3);

Charges de services partagés de 5,3 M\$ (pièce B-0026, p. 6).

Note 2 : Le Distributeur a ajusté la prévision de l'année témoin 2014 présentée à la pièce B-0071, p. 11 à 14, selon le taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

Modifications de présentation

[217] Hydro-Québec a procédé, au début de l'année 2013, à deux ajustements de sa structure organisationnelle qui ont touché le Distributeur. Ces changements doivent permettre à l'entreprise d'avoir une vision globale et intégrée de ses domaines d'activités.

[218] Le Distributeur indique que les données de l'année de base 2013 et de l'année témoin 2014 de la présente demande tarifaire reflètent les changements effectués en 2013. Il présente, à titre d'information, les reclassements requis aux données autorisées pour l'année 2013, afin de les rendre comparables aux autres données.

[219] Le Distributeur ajoute que tous ces transferts n'ont globalement aucun impact sur les revenus requis pour les années considérées dans le dossier tarifaire, puisqu'une diminution de la masse salariale et des autres coûts y afférents est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées.

[220] De plus, le Distributeur propose de ne plus présenter les charges reliées au BEIÉ à titre de charges d'exploitation, mais de les présenter sous la rubrique « Taxes » des « Autres charges » afin de se conformer à la présentation des états financiers à vocation générale¹²².

[221] La Régie prend acte des reclassements des charges d'exploitation présentés par le Distributeur.

[222] Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur, à titre d'information, lors des prochains dossiers tarifaires, de refléter l'ensemble des changements effectués aux données historiques pour les rendre comparables aux autres données.

10.1.1 APPROCHE SPÉCIFIQUE

[223] Dans un premier temps, la Régie analyse les charges d'exploitation de façon spécifique, en examinant chaque rubrique, soit les charges brutes directes, les charges de services partagés et les coûts capitalisés. Dans un deuxième temps, ces charges sont examinées de façon globale (voir la section 10.1.2).

10.1.1.1 Charges brutes directes

[224] Les charges brutes directes se composent de la « Masse salariale » et des « Autres charges directes » et sont réduites de la « Récupération des coûts ».

Masse salariale

[225] La masse salariale s'établit à 737,2 M\$ en 2014, en baisse de 16,2 M\$ (-2,2 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2013.

¹²² Pièce B-0023, p. 7.

[226] Cette baisse provient principalement d'une diminution des salaires de base de 43,7 M\$ et du temps supplémentaire de 13,7 M\$, compensée par une augmentation des avantages sociaux pour un montant de 44,3 M\$. Ceux-ci sont attribuables à une hausse du coût de retraite de 20,8 M\$ et des comptes d'écart du coût de retraite pour la masse salariale de 30,0 M\$ (voir la section 10.1.2.2). N'eut été de l'augmentation des avantages sociaux, la masse salariale serait en baisse de 60,5 M\$ (-10,6 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2013.

[227] En audience, le Distributeur explique que les prévisions pour l'année témoin 2014 ont été recalibrées sur la réalité de l'année historique 2012 qui devient leur « *étalon de mesure* »¹²³. En fait, la masse salariale est en hausse de 98,9 M\$ (15,5 %) par rapport au montant de l'année historique 2012.

[228] Cette hausse provient d'une augmentation des avantages sociaux pour un montant de 130,1 M\$ et s'explique par une hausse du coût de retraite de 65,2 M\$ et des comptes d'écart du coût de retraite pour la masse salariale de 66,4 M\$ (voir la section 10.1.2.2). N'eut été l'augmentation des avantages sociaux, la masse salariale serait en baisse de 31,2 M\$ (-5,8 %) par rapport au montant de l'année historique 2012. Cette baisse est attribuable principalement à la diminution des salaires de base de 13,4 M\$ et du temps supplémentaire de 13,3 M\$.

[229] La diminution des salaires de base de 13,4 M\$ (-3,0 %) s'explique essentiellement par une réduction prévue du nombre d'équivalents à temps complet (ETC) pour un montant de 34,2 M\$, atténuée par des augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail pour un montant de 8,7 M\$ (1,9 % en 2013 et aucune en 2014) et par la progression salariale des employés, pour un montant de 10,4 M\$ (1,2 % en 2013 et 1,1 % en 2014)¹²⁴.

[230] Le nombre d'ETC du Distributeur s'élève à 6 393 en 2014, soit une baisse de 512 ETC (-7,4 %) ou 34,2 M\$, par rapport au nombre de l'année historique 2012 de 6 905 ETC, incluant un ajustement de 42 ETC dû aux transferts organisationnels.

¹²³ Pièce A-0055, p. 16.

¹²⁴ Pièce B-0088, p. 38, tableau R-18.1.

[231] La Régie note que la réduction du nombre prévu d'ETC associé au projet LAD, soit 51 ETC pour l'année de base 2013 et 131 ETC pour l'année témoin 2014¹²⁵, explique une partie de la baisse globale de 512 ETC prévue pour 2014.

[232] Le Distributeur mentionne qu'en saisissant les opportunités que lui offrent les départs à la retraite, il a procédé au redimensionnement de son organisation. La refonte de certains processus, le regroupement d'activités et la virtualisation de certaines tâches lui ont permis de réduire le nombre de ressources soutenant les opérations, notamment les spécialistes, professionnels, employés de bureau et cadres.

[233] Le Distributeur souligne que, depuis la fin de l'année 2011, une baisse de 958 ETC (-13 %) résulte de ses efforts d'efficience. Il considère qu'une réduction additionnelle de la masse salariale serait imprudente, étant donné son impact sur les effectifs et sur la nécessité de maintenir la qualité de service. Il soutient qu'il y a maintenant une nécessité de consolider son organisation, de contrôler ses processus de travail et de permettre aux effectifs qui demeurent de s'approprier les nouvelles façons de faire¹²⁶.

[234] La FCEI indique que la surestimation moyenne de la somme des salaires de base et du temps supplémentaire, entre la prévision de l'année témoin et l'historique sur la période 2009-2012 et l'année de base 2013, est de 38,7 M\$. L'intervenante tient compte également que le Distributeur prévoit déjà une réduction de 13,6 M\$ sur le temps supplémentaire en 2014 par rapport à 2013. La FCEI recommande donc de réduire de 25 M\$ la valeur demandée par le Distributeur en matière de masse salariale, pour l'année témoin 2014.

[235] OC recommande de fixer les salaires de base à 427,3 M\$, considérant l'application de la moyenne des taux de croissance annuels entre 2008 et l'année de base 2013, soit une réduction de 7,1 M\$ par rapport au montant de 434,4 M\$ demandé pour l'année témoin 2014.

[236] L'UC propose de réduire la masse salariale de 63,3 M\$, plus spécifiquement les salaires de base de 40,1 M\$, sur la base d'une comparaison entre les montants demandés et les montants réels de chaque année, soit une moyenne de cinq ans sur la période 2008-2012.

¹²⁵ Pièce B-0117, p. 28, tableau R-13.1.

¹²⁶ Pièce B-0162, p. 2 à 4.

[237] **Considérant que depuis la fin de l'année 2011, le Distributeur a réduit ses ressources humaines de 958 ETC et que les salaires de base et le temps supplémentaire pour l'année témoin 2014 sont inférieurs à ceux de l'année historique 2012, pour un montant total de 26,7 M\$, la Régie ne retient pas les recommandations des intervenants à cet égard.**

Conventions collectives

[238] Le Distributeur indique que six des huit conventions collectives conclues entre Hydro-Québec et les différents syndicats venaient à échéance le 31 décembre 2013. Les deux autres prendront fin le 31 décembre 2014. Au moment du dépôt du présent dossier, le Distributeur, ne pouvant présumer des résultats des négociations, n'a considéré aucun ajustement économique des salaires pour 2014.

[239] Le 15 novembre 2013, la direction d'Hydro-Québec annonçait que l'entente de principe intervenue dans le cadre du renouvellement anticipé des conventions collectives a été entérinée par une très forte majorité d'employés de la coalition des syndicats du Syndicat canadien de la fonction publique (SCFP). Rappelons que le Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec (SPIHQ) s'était déjà prononcé en faveur de celle-ci. Les principaux éléments de l'entente sont les suivants :

- gel de la rémunération pour 2014 et 2015;
- mise en place d'un partage 50-50 du coût du service courant du régime de retraite;
- augmentation de salaire de 3 % en 2016, 2,75 % en 2017 et 2,5 % en 2018;
- élimination du régime d'intéressement en 2014 et intégration partielle à 4,2 % dans les échelles salariales, au 1^{er} janvier 2015.

[240] Questionné à ce sujet, le Distributeur indique que les modifications prévues aux règles visant un partage 50-50 du coût des services courants se feront de façon progressive à compter de 2015. Par conséquent, l'entente de principe n'a aucun impact sur la prévision du coût de retraite de l'année témoin 2014¹²⁷.

¹²⁷ Pièce B-0128, p. 8.

[241] Le Distributeur indique également que l'élimination du régime d'intéressement des employés syndiqués à partir de 2014 n'est pas intégrée au présent dossier. De façon préliminaire, il estime que cette entente pourrait réduire de 7 M\$ à 8 M\$ les revenus requis de l'année témoin 2014. Par ailleurs, il souligne qu'il n'a pas revu l'ensemble des composantes de ses revenus requis à la lumière des informations les plus récentes. À titre d'exemple, les employés non régis par des conventions collectives de travail bénéficieront d'un ajustement économique de 1,75 % de leur salaire de base au 1^{er} janvier 2014. Il tient à rappeler qu'aucun ajustement économique en lien avec les salaires de base n'a été considéré dans l'établissement de l'année témoin 2014¹²⁸.

[242] À ce sujet, l'UC soutient que les coûts de la masse salariale seraient surestimés.

[243] La FCEI indique que l'actionnaire d'Hydro-Québec devrait assumer les coûts des conditions salariales, régimes de retraite et d'autres avantages sociaux plus avantageux que ce qui prévaudrait dans un marché concurrentiel. L'intervenante estime qu'il serait utile et opportun pour la Régie de signifier à Hydro-Québec, dès aujourd'hui, qu'elle se doit de négocier des conditions qui soient cohérentes avec les pratiques les plus actuelles du secteur privé¹²⁹.

[244] La Régie note que la prise en compte de l'entente de principe pourrait avoir pour effet de réduire de 7 M\$ à 8 M\$ les revenus requis de l'année tarifaire 2014, mais que le Distributeur n'a pas revu l'ensemble des composantes de ses revenus requis. Également, elle prend acte que l'entente de principe n'a aucun impact sur la prévision du coût de retraite de l'année témoin 2014.

[245] La Régie demande au Distributeur de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, l'impact sur les revenus requis de la mise en place d'un partage 50-50 du coût du service courant du régime de retraite qui se fera de façon progressive.

¹²⁸ Pièce B-0128, p. 7.

¹²⁹ Pièce C-FCEI-0010, p. 65.

Coûts unitaires de main-d'oeuvre

[246] Le Distributeur présente l'évolution de 2012 à 2014 du salaire de base moyen d'Hydro-Québec ainsi que des avantages sociaux par groupe d'emplois¹³⁰.

[247] La Régie note que les avantages sociaux s'élèvent à environ 43 % par rapport au salaire de base moyen, soit 25 % provenant du coût de retraite et 18 % des autres avantages sociaux.

[248] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur indique que la vice-présidence Ressources humaines exerce une vigie à l'égard de la rémunération et des avantages sociaux, auprès d'entreprises comparables. Cependant, aucune enquête détaillée sur ces aspects n'a été réalisée ni déposée récemment auprès de la direction d'Hydro-Québec¹³¹.

[249] Le Distributeur indique qu'un balisage consiste en une approche structurée et minutieuse de collecte et d'analyse de renseignements précis. Les balisages détaillés sur la rémunération sont réalisés par Hydro-Québec en fonction des besoins et ne sont donc pas effectués à une fréquence régulière.

[250] Dans le contexte actuel, le Distributeur souligne qu'il n'est pas prévu à ce jour qu'un tel balisage soit effectué au cours des prochaines années. La vigie en rémunération consiste en une écoute active et continue de l'environnement relatif à ce domaine, dont les informations proviennent de diverses sources telles que les consultants, les publications spécialisées, les enquêtes auxquelles Hydro-Québec participe, et le *Conference Board* du Canada¹³².

[251] La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le dossier tarifaire 2016-2017, une étude de balisage auprès des entreprises comparables fournissant une analyse de la rémunération globale par groupe d'emplois et en distinguant le salaire de base moyen, le coût de retraite et les autres avantages sociaux.

¹³⁰ Pièce B-0024, annexe A, p. 15.

¹³¹ Pièce B-0117, p. 16.

¹³² Pièce B-0153, p. 3.

Autres charges directes

[252] Les charges brutes directes incluent, entre autres, les « Services externes », les « Mauvaises créances » et les « Stocks, achats, locations et autres ».

[253] Ces charges totalisent 431,4 M\$ en 2014, soit une baisse de 36,4 M\$ (-7,8 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2013, essentiellement attribuable aux efforts d'efficacité déployés par le Distributeur.

[254] Bien que le Distributeur ait réduit les coûts de ses services professionnels et autres de 19,5 M\$ (-16,4 %) en 2014 par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2013, la Régie observe que ce coût est en hausse de 10,6 M\$ (11,9 %), par rapport à l'année historique 2012.

[255] OC est d'avis que les coûts des services professionnels et autres pour l'année témoin 2014 devraient être fixés au niveau du montant de l'année historique 2012 à 89,1 M\$, équivalent à une réduction de 10,6 M\$.

[256] L'UC recommande une réduction des coûts des services professionnels et autres de 16,2 M\$ pour l'année témoin 2014, sur la base d'une comparaison entre les montants demandés et les montants réels de chaque année, soit une moyenne de cinq ans sur la période 2008-2012.

[257] La Régie partage l'opinion d'OC et de l'UC. Elle juge que les coûts des services professionnels semblent être surestimés, considérant la hausse de 11,9 % par rapport à l'année historique 2012 ainsi que l'écart historique entre les montants demandés et les montants réels.

Récupération de coûts

[258] La rubrique « Récupération de coûts » se compose de deux catégories de revenus : « Pose d'attaches, espace poteaux et conduits » et « Réclamations aux tiers et autres ». Les coûts relatifs à la rubrique « Réclamations aux tiers et autres » sont compensés par des revenus équivalents.

[259] Les revenus associés à la récupération des coûts se chiffrent à 46,1 M\$ en 2014, soit une hausse de 1,5 M\$ (3,4 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2013.

10.1.1.2 Charges de services partagés

[260] Les charges de services partagés sont de 573,3 M\$ en 2014, en hausse de 5,2 M\$ (0,9 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2013. Cette hausse est attribuable à la hausse du coût de retraite de 5,7 M\$ (voir la section 10.1.2.2).

[261] Les charges de services partagés sont cependant en hausse de 60,0 M\$ (11,7 %) par rapport au montant de l'année historique 2012. Cette dernière hausse provient, d'une part, d'une hausse du coût de retraite de 21,4 M\$ et des comptes d'écarts du coût de retraite pour les charges de services partagés de 16,1 M\$ (voir la section 10.1.2.2). D'autre part, le solde de 22,5 M\$ provient des éléments suivants :

- l'impact du dossier R-3842-2013 (2,1 M\$);
- les éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (6,4 M\$);
- les activités de base (14,0 M\$).

[262] Le Distributeur explique l'écart de 14,0 M\$ provenant des activités de base associées aux charges de services partagés, principalement par les éléments suivants :

- la croissance normale des coûts découlant de l'inflation (environ 24 M\$);
- des transferts d'activités inclus à l'année témoin 2014 mais non reflétés dans les données de l'année historique 2012 (8,2 M\$);
- un montant facturé à l'année historique de 2012 en environnement, alors qu'aucun montant n'est prévu être facturé par ce domaine du CSP en 2014 (-4,1 M\$);
- une amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance (-14,6 M\$)¹³³.

¹³³ Pièce B-0088, p. 49 et 50.

[263] La FCEI recommande de réduire de 12,5 M\$ le budget des activités de base associées aux charges de services partagés, spécifiquement au service de développement (-6,7 M\$), à l'innovation (-1,0 M\$), aux centres d'appels (-1,8 M\$) et au service de transport (-3,0 M\$).

[264] La Régie note que, depuis plusieurs dossiers tarifaires, Hydro-Québec procède à des ajustements à sa structure organisationnelle, qui résultent en des transferts d'activités du Distributeur aux activités des charges de services partagés. La Régie constate que les activités de base associées aux charges de services partagés ne présentent pas des baisses comparables à celles des salaires de base du Distributeur (voir la section 10.1.1.1) attribuables, entre autres, aux améliorations de la performance.

[265] Questionné à ce sujet, le Distributeur mentionne qu'Hydro-Québec procède à des ajustements organisationnels dans une perspective d'amélioration et d'efficacité et vise à améliorer la performance opérationnelle de chacune de ses divisions en leur permettant de se concentrer sur leur mission de base. Pour chacun des domaines et chacune des activités visés, ces ajustements organisationnels permettent une concentration de l'expertise, optimisant ainsi les façons de faire et favorisant une plus grande synergie entre les équipes. Les gains d'efficacité ainsi réalisés ne sont pas quantifiés de façon spécifique. Ils contribuent toutefois à l'atteinte de gains d'efficacité découlant des actions de gestion courante lors des années subséquentes à l'année où le transfert d'activités est effectué.

[266] Le Distributeur fait valoir que ses fournisseurs internes ont pu générer des gains d'efficacité. Ces gains touchent également les activités ayant fait l'objet d'un transfert dans les dernières années¹³⁴.

[267] La Régie estime que les activités de base associées aux charges de services partagés devraient générer des gains d'efficacité comparables à celles du Distributeur.

¹³⁴ Pièce B-0088, p. 50.

10.1.1.3 Coûts capitalisés

[268] Les coûts capitalisés sont déduits des charges d'exploitation du Distributeur. Ces coûts correspondent aux coûts capitalisés des activités de construction ou de développement et sont ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

[269] Les coûts capitalisés sont de 360,7 M\$ en 2014, en baisse de 11,3 M\$ (-3,0 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2013.

[270] L'ACEFO recommande à la Régie de demander au Distributeur de déposer, dans le prochain dossier tarifaire, une analyse mettant en relation les coûts capitalisés et les investissements, de façon à développer, le cas échéant, un ratio servant à établir les coûts capitalisés et à en faciliter l'analyse.

[271] La Régie note une surestimation des coûts capitalisés de 42,9 M\$ entre le montant autorisé et ajusté pour l'année 2012 et celui de l'année historique 2012¹³⁵ et une surestimation de 21,6 M\$ entre le montant autorisé pour l'année 2013 et celui de l'année de base 2013.

[272] Considérant les montants en cause, la Régie demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une analyse plus détaillée sur l'établissement de la prévision des coûts capitalisés. La Régie lui demande également de fournir une explication du modèle de prévision utilisée et d'indiquer s'il est possible de mettre en relation les coûts capitalisés et les investissements.

10.1.2 APPROCHE GLOBALE

[273] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale. Le tableau 16 présente cette évolution.

¹³⁵ Rapport annuel 2012, pièce HQD-2, document 3, p. 7.

TABLEAU 16
CHARGES D'EXPLOITATION SELON L'APPROCHE GLOBALE

(en M\$)	2012 (réel)	2013 (D-2013-037) incluant reclassements	2013 (réel 4/12 - budget 8/12)	2014 (projeté) ⁽¹⁾	Différence 2014-2013 (D-2013-037)	
Activités de base du Distributeur	1 027,4	1 066,4	986,4	986,8	(79,6)	(7,5 %)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	151,6	252,3	252,2	304,7	52,4	20,8 %
Éléments spécifiques	24,7	48,1	42,2	32,9	(15,2)	(31,6 %)
Disposition du compte d'écarts-Pannes majeures	0,0	5,9	5,9	8,6	2,7	45,8 %
Total	1 203,7	1 372,7	1 286,7	1 333,0	(39,7)	(2,9 %)

Source : Pièce B-0023, p. 5, 7, 9 et 17.

Note 1 : Les charges d'exploitation selon l'approche globale n'ont pas été ajustées d'un montant de 2,1 M\$ provenant de l'impact du taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

[274] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022¹³⁶, la Régie reconnaît que l'approche globale du Distributeur tient compte de certains paramètres qui reflètent la nature propre de ses activités. Elle réitère cependant que ce modèle ne remplace pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais vise plutôt à en faciliter l'appréciation globale. La Régie peut, en tout temps, revoir les paramètres utilisés lorsqu'elle le juge approprié.

[275] L'analyse des charges d'exploitation, selon une telle approche, se divise en quatre éléments, soit les activités de base du Distributeur, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, les éléments spécifiques et la disposition du compte d'écarts – Pannes majeures.

10.1.2.1 Activités de base du Distributeur

[276] En vertu du modèle paramétrique, les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur sont établies à 986,8 M\$ pour l'année témoin 2014¹³⁷, soit une baisse de 79,6 M\$ (-7,5 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2013, et auxquelles s'ajoutent un montant de 2,1 M\$ provenant de l'impact du taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

¹³⁶ Dossier R-3708-2009, pièce A-28, p. 59, par. 225.

¹³⁷ Pièce B-0023, annexe A, p. 23.

[277] Le Distributeur indique que l'enveloppe de ses activités de base respecte la préoccupation de la Régie de limiter la hausse des coûts sous son contrôle en deçà de l'inflation et qu'elle permet de couvrir l'ensemble de ses besoins de base, desquels ressortent les éléments suivants :

- le facteur de progression combinée des charges de 1,6 % (15,7 M\$), composé d'un taux de l'ordre de 1,1 % des coûts découlant des progressions salariales et d'un taux à l'inflation de 2 % pour les autres charges. Le Distributeur propose de ne rien inclure à titre d'ajustement économique des salaires puisque de nouvelles conventions collectives entreront en vigueur en 2014 et que leurs résultats ne peuvent être présumés en date du dépôt du dossier tarifaire;
- la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements¹³⁸ (6,7 M\$);
- la variation du rendement des fournisseurs (0,7 M\$).

[278] Ces éléments sont contrebalancés par les éléments suivants :

- l'intégration d'une efficacité additionnelle que le Distributeur anticipe avoir réalisée à la fin 2013 (-80 M\$);
- des gains d'efficacité de 1 % (-9,8 M\$) et des gains supplémentaires découlant d'actions structurantes relatives au projet LAD (-12,9 M\$).

[279] Ainsi, la croissance de 23,1 M\$ des activités de base est compensée par une efficacité totalisant 102,7 M\$.

Gains d'efficacité

[280] Le Distributeur a établi l'enveloppe globale de ses charges d'exploitation à 986,8 M\$ pour l'année témoin 2014, à partir du montant autorisé pour l'année 2013 (soit le point de départ à la formule paramétrique), ajusté d'une efficacité additionnelle prévue de 80,0 M\$ que le Distributeur anticipe avoir réalisée à la fin 2013.

¹³⁸ Le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes conformément à la décision D-2012-119 (dossier R-3814-2012), p. 24 et 25.

[281] Le Distributeur confirme que l'efficacité additionnelle de 80 M\$ correspond à l'écart entre le montant reconnu en 2013 et le montant de l'année de base 2013 pour ses activités de base. Cet écart correspondant à des économies récurrentes, il l'a pris en compte, à titre d'efficacité additionnelle pour 2013, dans l'établissement de l'enveloppe de ses charges d'exploitation 2014¹³⁹.

[282] Le Distributeur indique qu'il lui est difficile de départager la portion associée au gain d'efficacité de celle des écarts de prévision, en lien avec l'écart de 80 M\$¹⁴⁰.

[283] Le Distributeur souligne que le niveau d'effectifs prévu en 2013 et en 2014 prend en compte la prévision des départs à la retraite et qu'il correspond au seuil visé. Enfin, le Distributeur n'envisage pas actuellement le réduire davantage. Il entend, au cours des prochaines années, poursuivre ses efforts dans cette voie, étant conscient, toutefois, que les améliorations résiduelles à ses façons de faire donneront lieu à des gains de moindre importance¹⁴¹.

[284] Le Distributeur présente au tableau suivant les gains d'efficacité sur la période 2008 à 2014.

TABLEAU 17
GAINS D'EFFICACITÉ (EN M\$)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Actions de gestion courante							
Gestion courante	10,0	10,5	13,5	10,9	10,9	10,5	9,8
Efficacité additionnelle	30,0					20,3	80,0
Actions structurantes	2,8	1,1	2,7	1,4	2,3	5,0	12,9
Efficacité réalisée en lien avec les décisions de la Régie			8,2	17,5	9,9	10,0	
Gains annuels	42,8	11,6	24,4	29,8	23,1	45,8	102,7
Efforts des années antérieures		42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	177,5
Gains cumulatifs	42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	177,5	280,2

Source : Pièce B-0013, p. 9.

¹³⁹ Pièce B-0088, p. 25.

¹⁴⁰ Pièce B-0117, p. 8.

¹⁴¹ Pièce B-0088, p. 25.

[285] L'ACEFO indique que l'historique des gains d'efficience présentés au tableau 17 est assez révélateur. La constante qui se dégage est à l'effet que le facteur d'efficience de 1 % est en deçà de la productivité réelle du Distributeur. L'intervenante recommande à la Régie de demander au Distributeur de réaliser une étude de productivité, à être déposée dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

[286] L'AQCIE/CIFQ s'attendrait à ce que le Distributeur soit en mesure de mieux prévoir les gains d'efficience futurs. Or, l'expérience des dernières années démontre qu'en l'absence de contraintes suffisamment importantes, de telles attentes risquent de ne pas être rencontrées. Afin d'inciter le Distributeur à réaliser d'autres gains d'efficience et à en faire profiter plus rapidement les consommateurs, et considérant que les départs à la retraite continueront d'offrir des conditions propices à la réalisation de tels gains, l'intervenant réitère sa recommandation de hausser la cible minimale d'efficience du Distributeur.

[287] L'ACEFO, l'AQCIE/CIFQ et OC recommandent de hausser la cible minimale d'efficience de 1 % à 2 %. L'UC souligne que le Distributeur devrait non seulement rencontrer cette cible, mais qu'il devrait la dépasser.

[288] Dans son argumentation, le Distributeur indique que les améliorations aux façons de faire, depuis 2008, se traduisent en gains cumulatifs d'efficience récurrents pour un montant 280 M\$, dont 103 M\$ en 2014. En termes de ressources humaines, c'est avec 958 ETC de moins en 2014 par rapport à la fin de l'année 2011, que le Distributeur doit effectuer une prestation de service de qualité au moins équivalente à celle à laquelle les clients sont habitués, soit 13 % d'ETC de moins¹⁴².

[289] Le Distributeur fait aussi valoir que ses activités de base sont inférieures de 46 M\$ à celles de 2012. Il explique que les prévisions pour l'année témoin 2014 ont été recalibrées sur la réalité de l'année historique 2012 qui devient son étalon de mesure.

[290] Enfin, le Distributeur affirme que des efforts additionnels de 1 % d'efficience représentent environ 150 ETC. Or, il a déjà substantiellement réduit ses ETC et indique que l'année témoin 2014 est une année de stabilisation. Anticiper 1 % de plus, sans actions précises, serait imprudent et mettrait à risque la qualité du service.

¹⁴² Pièce B-0162, p. 2 et 3.

[291] Néanmoins, la Régie souligne que l'enveloppe des activités de base comprend à la fois des charges reliées aux salaires et des charges pour lesquelles une inflation de 2 % est attribuée, dans une proportion d'environ 50 %-50 %.

[292] La Régie constate que, depuis 2010, l'efficacité réalisée en lien avec ses décisions a toujours été supérieure à la cible de 1 %. Elle souligne que des gains additionnels ont été réalisés par le Distributeur et qu'ils faisaient partie des excédents de rendement présentés dans ses rapports annuels. La Régie note également qu'il est difficile pour le Distributeur de déterminer la portion des excédents de rendement provenant de réels gains d'efficacité et celle provenant d'erreurs ou d'écarts de prévision.

[293] **Dans ce contexte, la Régie est d'avis qu'il y a lieu de hausser la cible minimale d'efficacité de 1 % à 1,5 % pour le Distributeur, à compter du présent dossier tarifaire.**

10.1.2.2 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[294] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, totalisant 304,7 M\$ pour l'année témoin 2014.

TABLEAU 18
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS

<i>(en M\$)</i>	<i>2012 (réel)</i>	<i>2013 (D-2013-037)</i>	<i>2013 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (projeté)</i>	<i>Différence 2014-2013 (D-2013-037)</i>	
Coût de retraite	12,5	107,4	107,4	154,8	47,4	44,1 %
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	10,9	11,6	15,7	17,8	6,2	53,4 %
Mesures de sécurité cybernétique	8,4	7,9	7,9	7,7	(0,2)	(2,5 %)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	11,4	14,8	14,8	14,7	(0,1)	(0,7 %)
Dépense de mauvaises créances	77,8	75,6	71,9	75,2	(0,4)	(0,5 %)
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	30,6	35,0	34,5	34,5	(0,5)	(1,4 %)
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)	37,3	34,3	34,3		(34,3)	(100,0 %)
	188,9	286,6	286,5	304,7	18,1	6,3 %
Reclassement vers la rubrique taxes						
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)	(37,3)	(34,3)	(34,3)		34,3	100,0 %
Total	151,6	252,3	252,2	304,7	52,4	20,8 %

Source : Pièce B-0023, p. 9.

[295] La hausse de 52,4 M\$ (20,8 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2013 s'explique principalement par une hausse du coût de retraite (47,4 M\$).

Coût de retraite

[296] Le Distributeur indique que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire conseils. Il présente les composantes du coût de retraite ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son évaluation¹⁴³.

[297] Le tableau suivant présente le détail du coût de retraite pour un montant de 154,8 M\$ en 2014.

TABLEAU 19
COÛT DE RETRAITE

(en M\$)	Réal 2012			Décision D-2013-037 ⁽¹⁾			Année de base 2013			Année témoin 2014		
	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total
Coût de retraite												
Masse salariale	43,6	(30,5)	13,1	88,0	5,9	93,9	132,5	(38,6)	93,9	108,8	35,9	144,7
Charges de services partagés	13,1	(8,4)	4,7	28,7	7,8	36,5	41,3	(4,8)	36,5	34,5	7,7	42,2
Coûts capitalisés	(10,6)	5,3	(5,3)	(22,2)	(0,8)	(23,0)	(31,1)	8,1	(23,0)	(25,6)	(6,5)	(32,1)
Total	46,1	(33,6)	12,5	94,5	12,9	107,4	142,7	(35,3)	107,4	117,7	37,1	154,8

Source : Extrait de la pièce B-0023, p. 11.

Note 1 : Incluant les réorganisations.

[298] Le Distributeur présente une augmentation du coût de retraite de 47,4 M\$ (44,1 %) par rapport au montant autorisé de 107,4 M\$ pour l'année 2013. Cette augmentation s'explique par les éléments suivants :

- la hausse de 23,2 M\$ entre le coût de retraite avant la disposition des comptes d'écarts au montant de 117,7 M\$ en 2014 et le montant autorisé de 94,5 M\$ pour l'année 2013, principalement due à la baisse des taux d'intérêt à long terme sur les marchés financiers, plus particulièrement le taux d'actualisation, passant de 5,40 % en 2013 (décision D-2013-037) à 4,79 % en 2014;

¹⁴³ Pièce B-0023, annexe C, p. 31.

- le solde de 24,2 M\$ s'explique par la variation des comptes d'écarts 2011 à 2013, incluant les intérêts, conformément aux traitements reconnus dans les décisions D-2011-028¹⁴⁴ et D-2012-024¹⁴⁵.

[299] Le coût de retraite estimé pour l'année témoin 2014, excluant les comptes d'écarts, est en hausse de 71,6 M\$ par rapport au coût réel de 2012. Cette hausse s'explique, d'une part, par la baisse des taux d'intérêt à long terme sur les marchés financiers, plus particulièrement le taux d'actualisation, passant de 5,01 % en 2012 à 4,79 % de l'année témoin 2014 et, d'autre part, par la baisse du taux de rendement prévu des actifs du régime de retraite, passant de 6,75 % à 4,79 %. Tel qu'expliqué au dossier R-3814-2012¹⁴⁶, cette différence provient de modifications apportées à la norme IAS 19, « Avantages du personnel », qui sont entrées en vigueur pour les exercices débutant le 1^{er} janvier 2013.

[300] La FCEI se préoccupe du déficit actuariel des régimes de retraite d'Hydro-Québec, notamment du point de vue intergénérationnel. L'intervenante recommande que le Distributeur documente de manière détaillée le coût de retraite et le coût du déficit actuariel. SÉ/AQLPA appuie la FCEI et demande de tenir des séances de travail à ce sujet.

[301] La Régie est préoccupée par le caractère onéreux des régimes de retraite d'Hydro-Québec. Dans cet esprit, elle prend acte des modifications prévues aux règles visant un partage 50-50 du coût des services courants qui se feront de façon progressive à compter de 2015 (voir la section 10.1.1.1).

[302] La Régie demande au Distributeur de poursuivre ses efforts afin de contrôler les coûts associés aux régimes de retraite et d'en faire le suivi à compter du prochain dossier tarifaire. Elle lui demande également de faire état du déficit ou du surplus actuariel, le cas échéant.

¹⁴⁴ Dossier R-3740-2010, pièce A-46, p. 41.

¹⁴⁵ Dossier R-3776-2011, pièce A-0058, p. 39 et 40.

¹⁴⁶ Pièce A-0072, p. 40 et 41.

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[303] Le Distributeur déploie les efforts nécessaires pour répondre aux besoins de la clientèle à faible revenu. La hausse du nombre de radiations de dettes liées aux ententes personnalisées l'amène à présenter un montant de 17,8 M\$ pour l'année témoin 2014 à titre de mauvaises créances.

[304] Le Distributeur souligne qu'il continue de travailler sur une base régulière avec les associations de consommateurs, par le biais de la Table de travail « Associations de consommateurs et Recouvrement HQD », dans la recherche de solutions. Des rencontres sont également tenues avec les membres du Groupe de travail « Ménages à faible revenu - HQD et Groupes du milieu » afin de faire un suivi exhaustif des 23 pistes de solution déposées dans le cadre du dossier R-3644-2007. Conformément à la décision D-2013-037, le Distributeur dépose un suivi des pistes retenues dans le cadre du présent dossier tarifaire¹⁴⁷.

[305] L'UC est satisfaite du bilan global présenté par le Distributeur et des échanges qu'elle a eus tout au long de l'année 2013 avec lui. Toutefois, elle déplore la difficulté qu'ont les participants aux travaux du comité d'obtenir des informations spécifiques sur la stratégie déployée pour les ménages à faible revenu.

[306] **La Régie est satisfaite du suivi des pistes retenues dans le cadre du dossier tarifaire 2014-2015 pour la stratégie visant la clientèle à faible revenu.**

Dépense de mauvaises créances

[307] Le Distributeur prévoit une dépense de mauvaises créances (DMC) de 75,2 M\$ pour l'année témoin 2014, dont un montant de 73,0 M\$ associé à la clientèle régulière.

[308] Le Distributeur mentionne que, malgré des ventes prévues en 2013 et 2014 supérieures à celles observées en 2012, il anticipe une diminution du taux de DMC prévu des années 2013 et 2014, grâce à l'augmentation des ententes personnalisées aux ménages à faible revenu et aux efforts de recouvrement ayant permis de contenir le vieillissement des comptes à recevoir.

¹⁴⁷ Pièce B-0023, annexe D, p. 35 à 38.

[309] Le Distributeur estime que le taux de DMC sur les ventes résidentielles diminuera de 1,5 % en 2012 à un taux de 1,3 % en 2013 et 2014. Pour la clientèle commerciale et affaires, le taux de DMC sur les ventes se maintiendra à 0,3 % pour les années 2013 et 2014. Ainsi, le taux de DMC global pour la clientèle régulière diminuera de 0,95 % (72,9 M\$) en 2012 à un taux de 0,87 % (69,8 M\$) en 2013 et de 0,88 % en 2014 (73,0 M\$)¹⁴⁸.

[310] Le Distributeur indique qu'il a analysé, en 2013, des mesures structurantes qui permettraient de réduire les inventaires en recouvrement et la DMC, en plus de sa stratégie d'intervention visant plus particulièrement les comptes de 121 jours et plus¹⁴⁹.

[311] Questionné à ce sujet, le Distributeur indique qu'en 2013, il a concentré ses efforts sur des mesures visant une meilleure gestion du risque de crédit des clients ayant des abonnements autres que résidentiels, dont la somme facturée, pour l'ensemble des abonnements, excède 500 k\$. Cette mesure implique des modifications aux CDSÉ qui sont soumises à la Régie dans le présent dossier (voir la section 17.1).

[312] De plus, en 2013, le Distributeur a procédé à la refonte des stratégies de relance de la clientèle lors de l'implantation de la livraison 3 du projet « Optimisation des systèmes clientèles » (OSC). La mise en place du module « *SAP Collection Management* » en janvier 2013 a ainsi permis d'optimiser la gestion du volume de travail en fonction de l'organisation en place et d'augmenter l'efficacité et la rapidité de traitement des comptes en souffrance de la clientèle par une automatisation de plusieurs tâches des agents en recouvrement.

[313] Le Distributeur précise que sa réflexion sur d'autres mesures structurantes est en cours. Il envisage être en mesure de proposer à la Régie, dans le prochain dossier tarifaire, les mesures qui seront retenues, le cas échéant¹⁵⁰.

[314] La Régie prend acte que le Distributeur devrait être en mesure de soumettre, dans le prochain dossier tarifaire, des mesures structurantes en matière de mauvaises créances.

¹⁴⁸ Pièce B-0023, p. 15 et 16.

¹⁴⁹ Pièce B-0023, p. 16.

¹⁵⁰ Pièce B-0088, p. 32.

Charges relatives au PGEÉ

[315] Le Distributeur prévoit des charges relatives au PGEÉ de 34,5 M\$ pour l'année témoin 2014, soit l'équivalent du montant autorisé pour l'année 2013 et du montant prévu pour l'année de base 2013.

[316] L'AQCIE/CIFQ recommande de réduire de 3,5 M\$ les charges relatives au PGEÉ. Considérant que le Distributeur a réussi à limiter ses charges générales non capitalisables en lien avec le PGEÉ à 31 M\$ en 2012, l'intervenant ne voit pas en quoi cette charge devrait passer à 34,5 M\$ en 2014, d'autant plus que les sommes allouées aux participants en lien avec les investissements du PGEÉ connaissent une décroissance significative.

[317] Le Distributeur indique que la réduction des investissements s'explique principalement par la baisse anticipée de la taille et du nombre de projets prévus au marché affaires, pour les prochaines années. Cette baisse s'explique également par la révision du portefeuille et par les nouvelles orientations du Distributeur. En contrepartie, les charges d'exploitation sont demeurées stables pour permettre au Distributeur de poursuivre sa démarche d'amélioration des interventions, axée sur une stratégie de sensibilisation et d'accompagnement et, à plus long terme, sur des approches de transformation de marché¹⁵¹.

[318] Par ailleurs, la Régie observe une surestimation des prévisions des charges liées au PGEÉ, sur la période 2006 à 2012. Elle note également que 81 % des entreprises canadiennes et 76 % des entreprises américaines ayant fait l'objet de balisage présenté par les experts du Transporteur et du Distributeur dans le dossier R-3842-2013 ont un compte d'écarts relatif au PGEÉ¹⁵².

¹⁵¹ Pièce B-0088, p. 33 et 34.

¹⁵² Pièce B-0088, p. 34 à 36.

[319] Questionné à ce sujet, le Distributeur n'envisage pas créer un nouveau compte d'écart, considérant le contexte du dossier R-3842-2013. Il est d'avis que la mise en place d'un MTÉR devrait avoir préséance sur la création de tout nouveau compte d'écart, chaque ajout de compte d'écart pouvant amener à reconsidérer la justesse et la pertinence de la mise en place d'un MTÉR. Il mentionne également que des facteurs tels que l'importance dans les revenus requis des montants en cause ainsi que leur évolution d'une année à l'autre doivent être pris en compte. Il souligne qu'il ne s'attend pas à ce que les écarts constatés dans le futur soient d'envergure équivalente à ceux constatés de 2009 à 2012¹⁵³.

[320] L'AQCIE/CIFQ recommande à nouveau l'instauration d'un compte d'écart spécifique aux charges relatives au PGEÉ, malgré la position exprimée par le Distributeur à l'effet que le MTÉR devrait avoir préséance sur la création de tout nouveau compte d'écart.

[321] OC estime que l'instauration du MTÉR est une bonne occasion pour réviser la pertinence de conserver ou de modifier les comptes d'écart. Elle propose à la Régie de demander au Distributeur d'analyser la création d'un compte d'écart pour les charges relatives au PGEÉ lors du prochain dossier tarifaire.

[322] La Régie précise que s'il s'avère nécessaire, l'ajout ou le retrait d'un compte d'écart pourra être demandé dans le futur, même s'il y a un MTÉR. En ce qui a trait à la création d'un compte d'écart pour les charges relatives au PGEÉ, la Régie ne retient pas la proposition des intervenants, puisque les écarts constatés dans le futur ne devraient pas, selon le Distributeur, être d'envergure équivalente à ceux constatés de 2009 à 2012. Néanmoins, la Régie encourage le Distributeur à respecter le budget accordé pour son PGEÉ.

10.1.2.3 Éléments spécifiques

[323] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des éléments spécifiques totalisant 32,9 M\$ pour l'année témoin 2014.

¹⁵³ Pièce B-0088, p. 36.

TABLEAU 20
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	2012 <i>(réel)</i>	2013 <i>(D-2013-037)</i>	2013 <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	2014 <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2014-2013 (D-2013-037)</i>	
Électrification du transport collectif	0,3	1,4	0,8	1,0	(0,4)	(28,6 %)
Automatisation du réseau	7,0	9,0	7,8	7,3	(1,7)	(18,9 %)
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	17,4	5,0	3,9	1,7	(3,3)	(66,0 %)
Lecture à distance-Phase 1		32,7	29,7	10,6	(22,1)	(67,6 %)
Lecture à distance-Phases 2 et 3				12,3	12,3	
Total	24,7	48,1	42,2	32,9	(15,2)	(31,6 %)

Source : Pièce B-0023, p. 17.

[324] Le budget de 32,9 M\$ inclut l'intégration des charges d'exploitation relatives à la phase 1 du projet LAD, au montant de 10,6 M\$, et celles relatives aux phases 2 et 3, au montant de 12,3 M\$ (voir la section 12.2).

Nouvel élément spécifique - projet LAD - Phases 2 et 3

[325] Le Distributeur rappelle que le projet LAD, dans son ensemble, vise le remplacement de 3,75 millions de compteurs par des CNG et la mise en place des technologies de l'information (TI) d'une infrastructure de mesurage avancée (IMA). Le Distributeur dépose, le 28 octobre 2013, une demande d'autorisation pour les phases 2 et 3 du projet¹⁵⁴. Ces phases représentent la poursuite du plan de remplacement des compteurs du projet LAD. Le Distributeur considère ce projet comme un élément spécifique sur la base du critère 4 - « Coût temporaire découlant de projets d'investissements et/ou générant des gains », au même titre que la phase 1 du projet. Les charges 2014 pour les phases 2 et 3 s'élèvent à 12,3 M\$.

[326] Considérant que la décision sur le projet LAD - Phases 2 et 3 n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer les charges d'exploitation associées au projet LAD - Phases 2 et 3 du revenu requis pour l'année 2014 (voir la section 7).

¹⁵⁴ Dossier R-3863-2013.

Projet LAD - Phase 1

[327] Le Distributeur indique que, pour la phase 1 du projet, il poursuit son calendrier de déploiement des CNG, tel que prévu lors du dossier tarifaire 2013-2014. Pour l'année 2014, des coûts de 10,6 M\$ sont prévus afin de terminer les travaux de la phase 1 du projet.

10.1.2.4 Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures

[328] Conformément aux modalités de disposition reconnues dans la décision D-2013-037¹⁵⁵, le Distributeur dispose du compte d'écarts - Pannes majeures aux revenus requis 2014 pour un montant de 8,6 M\$. Cet écart est constitué de 8,1 M\$ représentant l'excédent sur le seuil de 16 M\$ du coût des pannes majeures pour l'année 2012 auquel s'ajoutent des intérêts de 0,5 M\$¹⁵⁶.

[329] La Régie note que le Distributeur dispose correctement du compte d'écarts – Pannes majeures.

10.1.3 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[330] Le Distributeur présente, dans sa demande ajustée, des charges d'exploitation au montant de 1 335,1 M\$ pour l'année témoin 2014.

[331] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique et leur évolution selon une approche globale, la Régie considère que le montant des charges d'exploitation est surestimé, notamment au chapitre des coûts des services professionnels et des charges de services partagés. En conséquence, la Régie réduit les charges d'exploitation d'un montant de 10 M\$ par rapport à la demande du Distributeur.

¹⁵⁵ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 42, par. 136.

¹⁵⁶ Pièce B-0039, p. 21.

[332] La Régie approuve donc un montant de 1 319,3 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2014. La réduction de 15,8 M\$ résulte des modifications suivantes :

- le retrait des charges inhérentes au projet LAD – Phases 2 et 3, dont les charges d'exploitation de 12,3 M\$ réduites des gains découlant d'actions structurantes de 6,5 M\$ (voir la section 7);
- une réduction globale de 10 M\$, tout en maintenant inchangés les coûts capitalisés.

10.2 AUTRES CHARGES

[333] Les autres charges passent d'un montant autorisé de 973,8 M\$ pour l'année 2013 à 1 017,2 M\$ en 2014, soit une hausse de 43,4 M\$ (4,5 %) attribuable essentiellement à une hausse de la charge d'amortissement, tel que présenté au tableau 21.

TABLEAU 21
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2012 (réel)</i>	<i>2013 (D-2013-037)</i>	<i>2013 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (projeté)</i>	<i>Différence 2014-2013 (D-2013-037)</i>	
Achats de combustible	83,6	100,8	100,8	93,8	(7,0)	(6,9 %)
Amortissement et déclassement	884,8	779,9	785,9	822,7	42,8	5,5 %
Comptes d'écarts - Projet LAD Phase 1	(4,6)	5,6	4,8	0,0	(5,6)	(100,0 %)
Taxes	90,1	87,5	88,6	100,7	13,2	15,1 %
Total	1 053,9	973,8	980,1	1 017,2	43,4	4,5 %

Source : Pièce B-0028, p. 3.

[334] La Régie examine ci-après chaque rubrique des autres charges, soit les achats de combustible, l'amortissement, les comptes d'écarts – Projet LAD – Phase 1 ainsi que les taxes.

10.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[335] Les achats de combustible, au montant de 93,8 M\$ en 2014, proviennent de la prévision des besoins d'achats de combustible au montant de 98,1 M\$ en 2014 et des soldes des comptes d'écarts de -3,5 M\$ (2012) et de -0,8 M\$ (2013).

[336] Dans sa décision D-2009-016¹⁵⁷, la Régie demande au Distributeur de porter à un compte d'écarts la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour les achats de combustible. Les modalités de ce compte ont été approuvées dans la décision D-2010-022¹⁵⁸. La Régie constate que les soldes des comptes d'écarts des années 2012 et 2013 respectent les modalités de ces décisions.

[337] Le Distributeur estime le coût des combustibles pour l'année témoin 2014 à 98,1 M\$. Cette prévision est basée sur la moyenne des prix à terme du baril de pétrole du *West Texas Intermediate* (WTI) d'avril 2013 (89,70 \$US/baril).

[338] La Régie approuve la prévision des coûts d'achats de combustible de 98,1 M\$ pour l'année témoin 2014 et accepte les ajustements provenant des achats de combustible de 3,5 M\$ (créditeur) en 2012 et de 0,8 M\$ (créditeur) en 2013, en conformité avec les traitements reconnus dans les décisions antérieures.

10.2.2 AMORTISSEMENT

[339] La charge totale d'amortissement est de 822,7 M\$ pour l'année témoin 2014, en hausse de 42,8 M\$ (5,5 %) comparativement au montant autorisé de 779,9 M\$ pour l'année 2013.

¹⁵⁷ Dossier R-3677-2008, pièce A-24, p. 62.

¹⁵⁸ Dossier R-3708-2009, pièce A-28, p. 40.

[340] Cette hausse de 42,8 M\$ s'explique, notamment, par les éléments suivants :

- une augmentation de 25,7 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation provenant d'une hausse des mises en services en maintien d'actifs;
- une hausse de 22,0 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels principalement due à une augmentation de 11,8 M\$ de l'amortissement du PGEÉ découlant de la croissance des différents programmes du PGEÉ et de 10,2 M\$ de l'amortissement des logiciels;
- une augmentation de 20,5 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'actifs découlant du projet LAD;
- une diminution de 26,6 M\$ de l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques attribuable à une réduction de 40,4 M\$ découlant de la modification de la période d'amortissement de 5 ans à 10 ans pour les années 2008-2012, tel que proposé par le Distributeur.

[341] La Régie note, dans le tableau suivant, une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement de l'ordre de 18 M\$ entre le montant autorisé (ou demandé) et le réel pour les années 2010 à 2013.

TABLEAU 22
ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT
SUR LA PÉRIODE 2010-2014

(en M\$)	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Prévision (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2010	852,3	839,7		832,6	(19,7)	(2,3 %)
2011	827,7	817,1		802,3	(25,4)	(3,1 %)
2012	906,9 ⁽¹⁾	897,1	883,6	884,8	(22,1)	(2,4 %)
2013	789,9 ⁽²⁾	785,9			(4,0)	(0,5 %)
2014	822,7					

Sources : Rapport annuel 2010, pièce HQD-2, document 1, p. 6; rapport annuel 2011, pièce HQD-2, document 3, p. 7; rapport annuel 2012, pièce HQD-2, document 3, p. 15; et pièce B-0028, p. 3.

Note 1 : Le montant de l'année témoin 2012 de 929,4 M\$ est réduit d'un montant non autorisé de 22,5 M\$ associé au projet LAD, en conformité avec la décision D-2012-024.

Note 2 : Le montant de l'année témoin 2013 de 789,9 M\$ exclut un montant non autorisé de 10 M\$ en conformité avec la décision D-2013-037, p. 91, par. 344.

[342] L'ACEFO recommande une réduction des coûts nets liés aux sorties d'actifs d'un montant de 4,0 M\$ pour l'année témoin 2014. Elle propose de maintenir le montant de 4,0 M\$ au titre de corroboration des câbles reconnu dans la décision D-2013-037 par rapport au montant budgété de 8,0 M\$ du Distributeur.

[343] L'AQCIE/CIFQ soutient que le Distributeur affirme avoir réduit de 10 M\$ la prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année 2013, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2013-037¹⁵⁹, afin d'éviter la surestimation systématique des dépenses d'amortissement. En fait, dans cette décision, la Régie avait demandé de réduire l'ensemble de la charge totale d'amortissement de 10 M\$, attribuable principalement à des mises en service moindres qu'anticipées.

[344] L'UC propose de réduire l'amortissement des actifs incorporels de 6,6 M\$ sur la base d'une comparaison entre les montants demandés et les montants réels de chaque année, soit une moyenne de cinq ans sur la période 2008-2012.

[345] Considérant une surestimation moyenne d'environ 18 M\$ de la charge totale d'amortissement sur la période 2010-2013, la Régie est d'avis que cette surestimation du budget de cette rubrique est due principalement à des mises en service moindres qu'anticipées. Considérant également sa demande d'ajuster globalement la projection de la base de tarification en 2014, notamment pour les projets reportés ou non réalisés, la Régie juge que cela aura un impact à la baisse sur l'amortissement de l'année témoin 2014 (voir la section 11.1). **En conséquence, la Régie réduit le budget de 20 M\$ pour la charge totale d'amortissement pour l'année témoin 2014.**

Projet LAD – Phases 2 et 3

[346] Considérant que la décision sur le projet LAD - Phases 2 et 3 n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer l'amortissement de 1,6 M\$ et les coûts nets liés aux sorties d'actifs de 19,0 M\$ associés au projet LAD - Phases 2 et 3 (voir la section 7).

¹⁵⁹ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 91, par. 344.

Compte de nivellement pour aléas climatiques

[347] La Régie demande d'ajuster le montant de l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques de 22,8 M\$, compte tenu des ordonnances sur ce sujet dans la section portant sur la base de tarification (voir la section 11.2).

Conclusion sur la charge totale d'amortissement

[348] **La Régie reconnaît une charge totale d'amortissement au montant de 804,9 M\$ pour l'année témoin 2014, considérant les ajustements suivants :**

- **une réduction globale de 20 M\$;**
- **le retrait des charges inhérentes au projet LAD - Phases 2 et 3, dont un amortissement de 1,6 M\$ et des coûts nets liés aux sorties d'actifs de 19,0 M\$ (voir la section 7);**
- **une hausse de 22,8 M\$ de l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques (voir la section 11.2).**

10.2.3 TAXES

[349] Les taxes s'élèvent à 100,7 M\$ pour l'année témoin 2014, en hausse de 13,2 M\$ (15,1 %) comparativement au montant autorisé de 87,5 M\$ pour l'année 2013. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 10,3 M\$ des charges relatives au BEIÉ.

Charges relatives au BEIÉ

[350] Le Distributeur présente les charges relatives au BEIÉ sous la rubrique « Taxes », plutôt que sous celle des charges d'exploitation, afin de se conformer à la présentation des états financiers à vocation générale.

[351] L'évolution des charges relatives au BEIÉ passe d'un montant de 37,3 M\$ pour l'année historique 2012 à 37,4 M\$ pour l'année de base 2013 (excluant le solde créditeur du compte d'écarts 2013 de 3,1 M\$), à un montant de 44,6 M\$ pour l'année témoin 2014. Le montant autorisé pour l'année 2013 était de 34,3 M\$.

[352] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente au tableau suivant le détail des prévisions des charges relatives au BEIÉ pour l'année de base 2013 (excluant le compte d'écarts) et l'année témoin 2014, sur une base trimestrielle.

TABLEAU 23
QUOTE-PART DU BEIÉ

			Année de base 2013			Année témoin 2014		
			Quote-part	Nombre de trimestres	Total	Quote-part	Nombre de trimestres	Total
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	Décret 846-2012	Programme	29,56	A	1	7,4		
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	Décret 846-2012	Bonification	4,76	B	1	1,2		
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	Prévision	Programme	30,15	C	3	22,6	30,15	C 1 7,5
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	Prévision	Bonification	8,33	D	3	6,2	8,33	D 1 2,1
Quote-part 2014-2015 (1 avril 2014 au 31 mars 2015)	Prévision	Programme					30,75	E 3 23,1
Quote-part 2014-2015 (1 avril 2014 au 31 mars 2015)	Prévision	Bonification					15,90	F 3 11,9
Quote-part BEIÉ						37,4	44,6	

A Total du programme de 34,32 M\$ selon le décret 846-2012 excluant la portion pour la bonification (B)

B 5,6 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

C Un taux d'inflation de 2 % a été appliqué au montant en A

D 9,8 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

E Un taux d'inflation de 2 % a été appliqué au montant en C

F 18,7 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

Source : Pièce B-0088, p. 8.

[353] Conformément aux modalités proposées dans le présent dossier (voir la section 3.2), le Distributeur explique qu'il considère, d'une part, que l'information disponible la plus récente correspond au dernier décret, auquel un taux d'inflation est appliqué et, d'autre part, que toute annonce officielle du gouvernement du Québec, après l'adoption de ce décret modifiant ses programmes d'efficacité énergétique et ses appuis financiers, doit être prise en compte. En conséquence, il a établi sa prévision à partir des éléments suivants :

- bonification associée au programme Rénoclimat du BEIÉ;
- total du programme, selon le décret n° 846-2012, au montant de 34,3 M\$, excluant la portion pour la bonification et ajusté d'un taux d'inflation de 2 %¹⁶⁰.

¹⁶⁰ Pièce B-0117, p. 7.

[354] Le Distributeur précise qu'il s'est basé sur l'annonce de la ministre des Ressources naturelles du 3 février 2013 pour demander un budget additionnel relatif à la bonification associée au programme Rénoclimat. Cette annonce mentionnait que l'appui financier additionnel du programme était évalué à 34,1 M\$ sur trois ans, soit 5,6 M\$ pour l'année 2012-2013, 9,8 M\$ pour l'année 2013-2014 et 18,7 M\$ pour l'année 2014-2015. Le Distributeur a évalué les montants qui lui sont attribués selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %¹⁶¹.

[355] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur. Elle note que l'information disponible la plus récente en date de la présente décision pour l'établissement des prévisions de l'année de base 2013 et de l'année témoin 2014 demeure le décret n° 846-2012.

[356] La Régie approuve le montant des charges relatives au BEIÉ de 44,6 M\$ pour l'année témoin 2014, tel que proposé par le Distributeur. Elle lui demande de présenter, lors des prochains dossiers tarifaires, le détail des prévisions des charges relatives au BEIÉ sur une base trimestrielle, pour l'année historique, le montant autorisé, l'année de base et l'année témoin.

[357] La Régie approuve donc le montant des taxes de 100,7 M\$ pour l'année témoin 2014, tel que proposé par le Distributeur.

10.3 FRAIS CORPORATIFS

[358] Le Distributeur indique que les frais corporatifs à répartir correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives d'Hydro-Québec, 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. La quote-part du Distributeur est de 31,9 % pour l'année témoin 2014.

¹⁶¹ Pièce B-0117, p. 5 et 6.

[359] Les frais corporatifs pour le Distributeur passent d'un montant autorisé de 36,7 M\$ en 2013 à 33,5 M\$ en 2014, soit une baisse de 3,2 M\$ (-8,7 %).

TABLEAU 24
FRAIS CORPORATIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2012 (réel)</i>	<i>2013 (D-2013-037)</i>	<i>2013 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (projeté)</i>	<i>Différence 2014-2013 (D-2013-037)</i>	
Frais corporatifs	31,0	36,3	33,8	32,6	(3,7)	(10,2 %)
Compte d'écarts - Coût de retraite	(1,1)	0,4	(0,8)	0,9	0,5	125,0 %
Total	29,9	36,7	33,0	33,5	(3,2)	(8,7 %)

Source : Pièce B-0023, p. 5.

[360] En excluant le compte d'écarts relié au coût de retraite, les frais corporatifs pour l'année témoin 2014 sont en baisse de 3,7 M\$ (-10,2 %), par rapport au montant autorisé pour l'année 2013 et en hausse de 1,6 M\$ (5,2 %), par rapport à l'année historique 2012.

[361] L'AQCIE/CIFQ est d'avis que les écarts prévisionnels importants des dernières années historiques et les réductions potentielles de frais découlant du dernier budget du Québec militent en faveur d'une prévision des frais corporatifs, pour l'année témoin 2014, au niveau du montant de l'année historique 2012, soit 31,0 M\$.

[362] OC recommande également de fixer les frais corporatifs pour l'année témoin 2014 au niveau du montant de l'année historique 2012.

[363] La Régie ne retient pas les recommandations des intervenants. La hausse de 1,6 M\$ des frais corporatifs (excluant le compte d'écarts – Coût de retraite) par rapport à l'année historique 2012 est minime et s'explique, entre autres, par l'inflation.

[364] La Régie approuve les frais corporatifs au montant total de 33,5 M\$ pour l'année témoin 2014.

10.4 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION ET CHARGE DE DÉSACTUALISATION

[365] Le rendement de la base de tarification et la charge de désactualisation totalisent un montant de 808,2 M\$ pour l'année témoin 2014, en hausse de 150,5 M\$ (22,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2013, tel que détaillé au tableau 25.

TABLEAU 25
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION ET CHARGE DE DÉSACTUALISATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2012 (réel)</i>	<i>2013 (D-2013-037)</i>	<i>2013 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (projeté)</i>	<i>2014 (projeté et ajusté) ⁽¹⁾</i>	<i>Différence 2014-2013 (D-2013-037)</i>	
Charge de désactualisation	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	0,0	0,0 %
Rendement de la base de tarification	771,5	655,9	815,6	714,6	806,4	150,5	22,9 %
Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	436,0	433,2	432,3	455,2	459,4	26,2	6,0 %
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	335,5	222,7	383,3	259,4	347,0	124,3	55,8 %
Total	773,4	657,7	817,4	716,4	808,2	150,5	22,9 %

Sources : Pièce B-0023, p. 5 et pièce B-0170, p. 3.

Note 1 : Le Distributeur a ajusté la prévision de l'année témoin 2014 présentée à la pièce B-0071, p. 11 à 14, selon le taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

Rendement de la base de tarification

[366] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présentait le rendement de la base de tarification au montant de 688,8 M\$ pour l'année témoin 2014. Ce montant est subséquemment ajusté à 714,6 M\$ pour tenir compte de la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres déposée le 30 janvier 2014 (25,8 M\$).

[367] Conformément à la décision procédurale D-2013-124 du présent dossier, le Distributeur ajuste sa preuve en tenant compte du taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % demandé par le Transporteur et le Distributeur dans le dossier R-3842-2013. Le rendement de la base de tarification est alors ajusté à 806,4 M\$ pour l'année témoin 2014.

[368] Le 4 mars 2014, la Régie a rendu sa décision D-2014-034¹⁶² relative à la demande d’approbation du taux de rendement des capitaux propres. Elle a évalué le rendement de la base de tarification pour l’année témoin 2014 à 768,9 M\$, en considérant le taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % approuvé par la Régie.

[369] **La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 759,7 M\$ pour l’année témoin 2014, considérant les ajustements suivants :**

- **un ajustement de 37,5 M\$ provenant de la décision D-2014-034 relative à la demande d’approbation du taux de rendement des capitaux propres (voir la section 5.5);**
- **le retrait des charges inhérentes au projet LAD – Phases 2 et 3, dont un rendement de la base de tarification au montant de 2,1 M\$ (voir la section 7);**
- **un ajustement de 7,1 M\$ provenant d’une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) (voir la section 11.1).**

11. BASE DE TARIFICATION

[370] Le Distributeur demande à la Régie d’établir la base de tarification pour l’année témoin 2014 en tenant compte de la juste valeur des actifs qu’il estime prudemment acquis et utiles pour l’exploitation du réseau de distribution d’électricité ou qui sont réputés l’être en vertu de la Loi.

[371] À la suite de la décision procédurale D-2013-124, le Distributeur a mis à jour sa base de tarification. Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification de l’année témoin 2014 se chiffre à 10 777,6 M\$, tel qu’illustré au tableau suivant.

¹⁶² Dossier R-3842-2013, pièce A-0051, p. 62, par. 243.

TABLEAU 26
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	2012 <i>(réel)</i>	2013 <i>(D-2013-037)</i>	2013 <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	2014 <i>(projeté)</i>	2014 <i>(projeté et ajusté) ⁽¹⁾</i>	Différence 2014-2013 <i>(D-2013-037)</i>	
Immobilisations en exploitation	8 293 563	8 514 056	8 425 062	8 753 947	8 753 947	239 891	2,8 %
Contrat de location-financement	31 540	32 439	31 896	33 540	33 540	1 101	3,4 %
Actifs incorporels en exploitation							
Plan global en efficacité énergétique	792 881	832 562	818 474	816 153	816 153	(16 409)	(2,0 %)
Programmes et activités du BEIÉ	129 693	114 263	114 263	98 833	98 833	(15 430)	(13,5 %)
Logiciels	293 826	308 692	310 822	289 253	289 253	(19 439)	(6,3 %)
Autres actifs incorporels	31 480	29 405	33 044	30 570	30 570	1 165	4,0 %
Total	1 247 880	1 284 922	1 276 603	1 234 809	1 234 809	(50 113)	(3,9 %)
Autres actifs							
Contributions à des projets de raccordement	71 554	33 782	75 118	107 436	107 436	73 654	218,0 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	126 298	135 111	135 196	240 969	240 969	105 858	78,3 %
Remboursement gouvernemental	24 954	22 084	22 380	19 487	19 487	(2 597)	(11,8 %)
Total	222 806	190 977	232 694	367 892	367 892	176 915	92,6 %
Fonds de roulement							
Encaisse ⁽²⁾	(26 503)	121 891	81 590	153 709	252 568	130 677	107,2%
Matériaux, combustibles et fournitures	126 447	135 732	132 018	134 893	134 893	(839)	(0,6 %)
Total	99 944	257 623	213 608	288 602	387 461	129 838	50,4 %
Total ⁽³⁾	9 895 733	10 280 017	10 179 863	10 678 790	10 777 649	497 632	4,8 %

Sources : Pièce B-0031 et pièce B-0071, p. 16.

Note 1 : Le Distributeur a ajusté la prévision de l'année témoin 2014 présentée à la pièce B-0071, p. 16, selon le taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

Note 2 : Le seul changement pour l'année témoin 2014 projetée et ajustée, considérant le taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2014.

Note 3 : Projets supérieurs à 10 M\$ intégrés dans la base de tarification de l'année témoin 2014 en attente d'être autorisés :

Poste De Lorimier (331 k\$);

Poste Fleury (423 k\$);

SOGEM (4 954 k\$);

Projet LAD Phases 2 et 3 (32 886 k\$).

11.1 ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION

[372] La moyenne des 13 soldes de la base de tarification pour l'année témoin 2014 est en hausse de 497,6 M\$ (4,8 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2013. Cette hausse est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la mise en exploitation des immobilisations provenant des investissements autorisés (239,9 M\$);
- l'augmentation des contributions à des projets de raccordement (73,7 M\$);

- l'augmentation du compte de nivellement pour aléas climatiques (105,9 M\$);
- l'augmentation de l'encaisse réglementaire (130,7 M\$).

[373] Cette hausse est en partie compensée par une diminution des actifs incorporels en exploitation reliés au PGEÉ (-16,4 M\$), aux programmes et activités du BEIÉ (-15,4 M\$) et aux logiciels (-19,4 M\$).

[374] Dans sa décision D-2013-037, la Régie demandait au Distributeur :

« [432] Considérant la surestimation historique de la base de tarification, la Régie demande au Distributeur d'examiner sa méthodologie de projection des mises en service des investissements et d'identifier les modifications qui pourraient être apportées afin de l'améliorer »¹⁶³.

[375] En complément de preuve¹⁶⁴, le Distributeur indique qu'il a révisé le niveau de ses investissements de façon importante. Il mentionne que certaines variables ne sont pas pleinement sous son contrôle et peuvent avoir un impact sur sa projection des investissements et, par conséquent, sur celle des mises en service.

[376] La Régie constate, au tableau suivant, une surestimation annuelle moyenne de la base de tarification autorisée par rapport à celle réalisée, de 111 M\$ sur la période 2008-2012, ou de 121 M\$ en excluant la réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022. L'écart favorable est de 100,1 M\$ entre le montant autorisé pour l'année 2013 et l'année de base 2013. Conséquemment, le Distributeur a été rémunéré pour des investissements qui ne se sont pas concrétisés ou qui ont été reportés.

¹⁶³ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 109.

¹⁶⁴ Pièce B-0076, p. 14 et 15.

TABLEAU 27
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION SUR LA PÉRIODE 2008-2014

<i>(en M\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel- autorisé)</i>
2008	10 025,0		9 861,2	(163,8)
2009	9 826,2		9 741,4	(84,8)
2010	10 044,8 ⁽¹⁾		9 989,8	(55,0)
2011	10 387,6		10 305,6	(82,0)
2012	10 063,0		9 895,7	(167,3)
2013	10 280,0	10 179,9		(100,1)
2014	10 777,6			

Source : Pièce B-0088, p. 58.

Note 1 : Le montant autorisé de 10 044,8 M\$ en 2010 inclut une réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022, p. 89.

[377] L'ACEFO recommande de créer, pour l'année témoin 2014, un compte d'écarts pour capter tout écart entre les mises en service projetées et les mises en service réalisées¹⁶⁵.

[378] L'AQCIE/CIFQ réitère que ces écarts de la base de tarification et leur impact sur le coût du capital devraient faire l'objet d'un compte d'écarts, sur une base permanente¹⁶⁶.

[379] Quant à l'UC, elle recommande de réduire la base de tarification de 262,7 M\$¹⁶⁷, sur la base d'une comparaison entre les montants demandés et les montants réels de chaque année, soit une moyenne de cinq ans sur la période 2007-2012.

¹⁶⁵ Pièce C-ACEFO-0008, p. 22.

¹⁶⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 18 et 19.

¹⁶⁷ Pièce C-UC-0038, p. 18.

[380] La Régie souligne que la comparaison proposée par l'UC entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels doit être analysée avant de procéder à une moyenne systématique. À titre d'exemple, en 2012, la Régie avait demandé le retrait du solde net de l'ATPC/PTPC¹⁶⁸ faisant suite à la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS ainsi que le retrait des montants associés au projet LAD - Phase 1¹⁶⁹.

[381] La Régie prend acte de la révision importante du niveau des investissements du Distributeur (voir la section 12.1) et note que certaines variables, qui ne sont pas pleinement sous le contrôle du Distributeur, peuvent avoir un impact sur sa projection d'investissements et, par conséquent, sur celle des mises en services.

[382] La Régie est d'avis qu'une réduction du montant total des mises en services provenant de ces projets d'investissements ne se traduit pas nécessairement par une baisse équivalente, dans la moyenne des 13 soldes de la base de tarification. Elle comprend que d'autres variables, notamment les délais de mises en service, le PGEE, les contributions à des projets de raccordement et le fonds de roulement, peuvent contribuer aux écarts de prévision.

[383] Dans ce contexte, la Régie demeure préoccupée par l'ampleur et le caractère répétitif des écarts observés pour les années 2008-2013, soit une surestimation systématique.

[384] Dans sa décision D-2010-022¹⁷⁰, la Régie avait constaté ce biais et avait demandé d'ajuster globalement la base de tarification (moyenne des 13 soldes) pour un montant de 50 M\$. Malgré ce recalibrage, la base de tarification (moyenne des 13 soldes) des années 2011-2013 inclut une surestimation moyenne de 116 M\$.

[385] Pour le présent dossier, la Régie juge nécessaire de recalibrer la projection de la base de tarification en 2014 (moyenne des 13 soldes) d'un montant de 100 M\$, ce qui a pour effet de réduire les revenus requis de 7,1 M\$.

¹⁶⁸ Actif au titre des prestations constituées/Passif au titre des prestations constituées.

¹⁶⁹ Dossier R-3776-2011, pièce A-0058, p. 106, par. 392.

¹⁷⁰ Dossier R-3708-2009, pièce A-28, p. 88, par. 368.

Projet LAD - Phases 2 et 3

[386] Conformément à la pratique réglementaire autorisée dans la décision D-2012-024¹⁷¹, le Distributeur intègre dans sa base de tarification, selon la moyenne des 13 soldes, les montants associés au projet LAD - Phases 2 et 3, soit 32,9 M\$ pour l'année témoin 2014.

[387] Compte tenu que la décision sur le projet LAD – Phases 2 et 3 n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer de la base de tarification de l'année témoin 2014 les montants associés au projet LAD - Phases 2 et 3.

11.2 COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

[388] Dans sa décision D-2006-34¹⁷², la Régie acceptait le mécanisme de nivellement pour aléas climatiques pour les revenus de transport et de distribution proposé par le Distributeur, applicable le 1^{er} janvier 2006. Comme les écarts sont calculés à partir des résultats réels d'une année complète et compte tenu des contraintes liées aux dates de dépôt des dossiers tarifaires, les écarts sont intégrés dans la base de tarification de la deuxième année témoin suivant l'année considérée.

[389] Dans sa décision D-2009-016¹⁷³, la Régie retenait la proposition du Distributeur d'utiliser la méthode d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans pour le solde résiduel du compte 2006-2007 ainsi que pour les nouveaux ajouts.

[390] Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir le solde des comptes de nivellement pour aléas climatiques des années 2008 à 2012 sur une période de 10 ans, tout en maintenant l'amortissement des écarts des années 2013 et suivantes sur une période de cinq ans.

¹⁷¹ Dossier R-3776-2011, pièce A-0058, p. 40 à 43.

¹⁷² Dossier R-3579-2005, pièce A-23, p. 20.

¹⁷³ Dossier R-3677-2008, pièce A-24, p. 14.

[391] Le solde des comptes de nivellement des années 2008 à 2012, avant l'amortissement de 2014, est de 270,9 M\$. Compte tenu de l'importance de ce solde et du fait qu'il s'agit d'une situation attribuable à une période spécifique, le Distributeur propose que ces écarts soient amortis sur une période totale de 10 ans, afin d'en limiter les impacts sur sa clientèle. Ainsi, les soldes non amortis des années visées sont amortis en 2014 sur la base d'une période de 10 ans, tenant compte des années précédentes d'amortissement.

[392] Le Distributeur précise que, bien qu'il demeure possible que les aléas climatiques soient de fortes amplitudes au cours des années à venir, la température normale est mieux cernée à chacune des années. Il s'attend ainsi à ce que les écarts qui s'accumulent dans le compte de nivellement soient de moindre importance et, tout en suivant l'évolution du solde de ce compte, propose le maintien de l'amortissement sur cinq ans des nouveaux ajouts d'écarts à compter de l'année 2013. Le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques de l'année 2013 (hors base de tarification) est de 2,3 M\$ au 30 novembre 2013¹⁷⁴.

[393] Le Distributeur justifie sa demande en la qualifiant d'exceptionnelle¹⁷⁵. Il s'agit d'une mesure temporaire et transitoire, compte tenu, d'une part, de l'ampleur des aléas climatiques de 2008 à 2012 et, d'autre part, de l'introduction d'une actualisation de sa normale climatique depuis 2013¹⁷⁶.

[394] Dans sa preuve¹⁷⁷, le Distributeur indique qu'en continuité avec le raffinement apporté à l'évaluation de la température normale dans le dossier R-3814-2012, l'établissement des revenus unitaires a été révisé pour l'année 2013. Selon lui, cette révision permet de mieux cerner l'impact des aléas climatiques sur les revenus en lien avec la normalisation, sur une base mensuelle plutôt qu'à partir d'un prix été et d'un prix hiver. Cette révision permet également d'intégrer la composante puissance des tarifs.

¹⁷⁴ Pièce B-0140, p. 6.

¹⁷⁵ Pièce B-0003, p. 3.

¹⁷⁶ Pièce B-0088, p. 82.

¹⁷⁷ Pièce B-0039, p. 11.

[395] Le Distributeur s'est montré ouvert à tenir une séance d'information portant sur les méthodes de prévision des ventes, incluant les aléas climatiques¹⁷⁸.

[396] Le Distributeur présente l'impact de sa demande, soit :

- une diminution de 26,6 M\$ de la charge d'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques pour l'année témoin 2014, par rapport au montant autorisé en 2013, qui s'explique par une réduction de 40,4 M\$ découlant de la modification de la période d'amortissement, qui est cependant atténuée par une augmentation de 13,8 M\$ résultant de la fin de l'amortissement du compte de nivellement 2006-2007 et du début de l'amortissement du compte de nivellement de 2012 (voir la section 10.2.2);
- une augmentation de 105,9 M\$ (78,3 %) du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques, selon la moyenne des 13 soldes pour l'année témoin 2014 de 241,0 M\$ (inclus dans la base de tarification), par rapport au montant autorisé en 2013 de 135,1 M\$.

[397] En réponse à une demande de renseignements¹⁷⁹, le Distributeur présente aux tableaux suivants les impacts sur les revenus requis, pour l'année 2014 et pour la période 2014 à 2023, de sa proposition et d'une alternative suggérée par la Régie. L'alternative est de continuer l'utilisation de l'amortissement sur cinq ans pour les comptes de nivellement 2008 et 2009 et d'amortir les soldes sur 5, 6 et 7 ans, respectivement, pour les comptes de nivellement des années 2010, 2011 et 2012.

¹⁷⁸ Pièce A-0059, p. 137.

¹⁷⁹ Pièce B-0088, p. 85 à 88.

TABLEAU 28
COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES -
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS 2014

<i>(en M\$)</i>	<i>Méthode d'amortissement actuelle</i>	<i>Proposition HQD</i>	<i>Alternative ⁽¹⁾</i>			<i>Total</i>
	<i>2008-2012</i>	<i>2008-2012</i>	<i>2010-2012</i>	<i>2009</i>	<i>2008</i>	
<i>Compte de nivellement</i>						
Amortissement	70,3	29,9	48,0	2,1	2,6	52,7
Rendement de la base de tarification ⁽²⁾	15,0	18,0	16,7	0,2	0,0	16,9
Impact sur les revenus requis 2014	85,3	47,9	64,7	2,3	2,6	69,6

Source : Extrait de la pièce B-0088, p. 84, 86 et 88.

Note 1 : Continuer l'utilisation de l'amortissement sur 5 ans pour les comptes de nivellement de 2008 et 2009 et, pour les comptes de nivellement pour les années 2010, 2011 et 2012, amortir les soldes sur 5, 6 et 7 ans, respectivement.

Note 2 : Taux sur la base de tarification de 7,483 % utilisé pour les fins de simulation.

TABLEAU 29
COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES -
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS 2014-2023

<i>(en M\$)</i>	<i>Méthode d'amortissement actuelle</i>	<i>Proposition HQD</i>	<i>Alternative ⁽¹⁾</i>
Amortissement	271,0	271,0	271,0
Rendement de la base de tarification ⁽²⁾	32,0	82,7	51,8
Impact sur les revenus requis 2014-2023	303,0	353,7	322,8

Source : Extrait de la pièce B-0088, p. 84, 86 et 88.

Note 1 : Continuer l'utilisation de l'amortissement sur 5 ans pour les comptes de nivellement de 2008 et 2009 et, pour les comptes de nivellement pour les années 2010, 2011 et 2012, amortir les soldes sur 5, 6 et 7 ans respectivement.

Note 2 : Taux de la base de tarification de 7,483 % utilisé pour les fins de la simulation.

[398] La Régie constate que l'impact sur le revenu requis 2014 entre la proposition du Distributeur et l'alternative est de 21,7 M\$ (69,6 M\$ - 47,9 M\$) de plus dans les tarifs. Cependant, l'impact sur le revenu requis entre la proposition du Distributeur et l'alternative pour la période 2014 à 2023 est de 30,9 M\$ (322,8 M\$ - 353,7 M\$) de moins dans les tarifs.

[399] En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur précise que :

« [...] *La proposition d'amortir sur une plus longue période implique un déplacement des revenus requis des années récentes vers les années futures et, dans ce contexte, le Distributeur est, tout comme la Régie, sensible à l'arbitrage entre impact tarifaire et équité intergénérationnelle, d'où sa proposition de maintenir l'amortissement sur une période de cinq ans pour tout solde accumulé à compter de 2013* »¹⁸⁰.

[400] Selon l'ACEFO, la proposition du Distributeur soulève les enjeux suivants : l'équité intergénérationnelle, les coûts à être supportés par la clientèle et la rémunération du compte d'écarts¹⁸¹.

[401] L'ACEFO est d'avis que le maintien de la période d'amortissement de cinq ans pour tout solde accumulé à compter de 2013 empêche, pour l'avenir, l'aggravation de l'iniquité intergénérationnelle mais ne tient pas compte de celle créée par sa proposition. La même réflexion vaut pour le fait qu'il s'agit d'une mesure temporaire et transitoire. L'équité intergénérationnelle n'est pas rencontrée par la proposition du Distributeur.

[402] À partir de la réponse du Distributeur à une demande de renseignements de la Régie¹⁸², l'ACEFO constate qu'à la fin de la période de 10 ans, les consommateurs auront supporté un montant additionnel de 50,7 M\$.

[403] L'ACEFO recommande donc de fixer, pour tout solde accumulé à compter de 2013, un montant plafond de 250 M\$ dont l'atteinte devrait susciter une proposition ou une réflexion sur l'évolution de ce compte. Enfin, l'intervenante ne s'oppose pas à la demande du Distributeur. Elle propose cependant d'amortir complètement dans l'année témoin 2014 les soldes des comptes de nivellement 2008 et 2009, respectivement de 2,6 M\$ et de 4,1 M\$.

¹⁸⁰ Pièce B-0117, p. 38 et 39.

¹⁸¹ Pièce C-ACEFO-0008, p. 21 à 26.

¹⁸² Pièce B-0088, p. 86.

[404] L'AQCIE/CIFQ recommande d'approuver la proposition du Distributeur, en précisant toutefois que l'amortissement des ajouts à ce compte pour les années 2013 et suivantes devrait porter lui aussi sur une période de 10 ans¹⁸³.

[405] OC ne s'oppose pas à la modification proposée par le Distributeur. Elle propose d'étendre la proposition du Distributeur aux comptes d'écart des années 2013 et suivantes jusqu'à ce que les faits démontrent que les améliorations permettent la réduction des montants portés aux comptes d'écart¹⁸⁴.

[406] SÉ/AQLPA recommande, pour des motifs d'équité intergénérationnelle, de maintenir à cinq ans l'amortissement du compte de nivellement pour les années 2008 à 2012, afin de réduire le transfert de coûts à des générations futures¹⁸⁵.

[407] Enfin, l'UC recommande d'accepter la proposition d'allonger la période d'amortissement des surplus des comptes de nivellement de 2008 à 2012. Toutefois, elle recommande une période d'amortissement non pas de 10 ans, mais une période plus courte, par exemple, à l'instar de l'alternative, en modifiant uniquement la période restante d'amortissement pour les années de nivellement de 2010, 2011 et 2012, respectivement à 5, 6 et 7 ans¹⁸⁶.

[408] Considérant l'arbitrage à effectuer entre l'impact tarifaire et l'équité intergénérationnelle, ainsi que l'importance de l'impact sur le coût de financement sur la période 2014-2023, la Régie rejette la demande telle que présentée par le Distributeur.

[409] La Régie demande au Distributeur de continuer d'appliquer la présente période d'amortissement pour le solde des comptes de nivellement pour aléas climatiques pour les années 2008 et 2009, étant donné leurs soldes peu élevés, soit respectivement de 2,6 M\$ et de 4,1 M\$ au 31 décembre 2013. Elle lui demande également de modifier la période restante d'amortissement pour les années 2010, 2011 et 2012, respectivement à 5, 6 et 7 ans.

¹⁸³ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0007, p. 8 et 9.

¹⁸⁴ Pièce C-OC-0007, p. 8 et 9.

¹⁸⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0037, p. 4.

¹⁸⁶ Pièce C-UC-0007, p. 8 et 9.

[410] **La Régie maintient l'amortissement des écarts du compte de nivellement pour aléas climatiques des années 2013 et suivantes sur une période de 5 ans.**

[411] **La Régie demande donc au Distributeur de mettre à jour la base de tarification ainsi que la charge d'amortissement pour le compte de nivellement pour aléas climatiques.** L'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2014 représente une hausse nette de 21,7 M\$, soit 22,8 M\$ pour la charge d'amortissement et de -1,1 M\$ pour le rendement de la base de tarification.

[412] Tel que mentionné précédemment, une séance d'information portant sur la méthode de prévision des ventes, incluant les aléas climatiques, sera tenue après le dépôt de la preuve du Distributeur dans le prochain dossier tarifaire.

[413] En ce qui a trait à l'opportunité de revoir le taux de rémunération utilisé pour les comptes de nivellement pour aléas climatiques et pour l'ensemble des comptes d'écarts hors base de tarification¹⁸⁷, le Distributeur précise sa position :

« [...] En conformité à la position de la Régie, le Distributeur considère que la rémunération des comptes d'écarts pourrait être réexaminée lors d'un prochain dossier tarifaire. Toutefois, il tient à souligner que cet exercice nécessite des analyses plus approfondies et doit être effectué dans son ensemble et non compte par compte, et ce, à des fins de cohérence, de simplification et d'uniformité »¹⁸⁸.

[414] La Régie souligne que la rémunération des comptes de frais reportés (CFR) a été abordée dans sa décision D-2013-106¹⁸⁹, en ce qui a trait aux CFR Côte-Nord de Société en commandite Gaz Métro, et dans sa décision D-2013-191¹⁹⁰, en ce qui a trait aux CFR de Gazifère Inc. De plus, dans le dossier tarifaire de Société en commandite Gaz Métro¹⁹¹, la Régie a décidé de reporter au dossier tarifaire 2015 l'étude de la proposition quant au maintien ou à l'abolition de chacun des CFR en distribution, transport et équilibrage, considérant l'ampleur du travail requis pour étudier cette question et le manque d'informations au dossier.

¹⁸⁷ Pièce B-0039.

¹⁸⁸ Pièce B-0117, p. 34.

¹⁸⁹ Dossier R-3809-2012 Phase 2, pièce A-0153, p. 114, par. 518.

¹⁹⁰ Dossier R-3840-2013 Phase 3, pièce A-0030, p. 20, par. 70 et 71.

¹⁹¹ Dossier R-3837-2013 Phase 3, pièce A-0082.

[415] L'ACEFO recommande que le coût moyen de la dette du Distributeur serve à rémunérer le solde des comptes de nivellement pour aléas climatiques pour les années 2010 à 2012 inclus dans la base de tarification, ainsi que les ajouts à compter de l'année tarifaire 2013. Quant à la rémunération du compte d'écarts, l'intervenante fait référence à deux approches, soient celles de la British Columbia Utilities Commission et de l'Ontario Energy Board¹⁹².

[416] La Régie examinera, lors du prochain dossier tarifaire, la rémunération des comptes d'écarts ainsi que la pertinence de les conserver, compte tenu de leur importance relative.

[417] La Régie demande au Distributeur de présenter des analyses approfondies sur le sujet, pour l'ensemble des comptes d'écarts. Elle lui demande également de déposer un balisage, provenant de comparables dans d'autres juridictions, sur les approches utilisées pour la rémunération et par types de comptes d'écarts.

11.3 ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

[418] L'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique nécessaire au Distributeur afin de financer ses activités courantes, jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir lui permettant de récupérer les sommes avancées.

[419] Le Distributeur calcule son encaisse réglementaire selon la méthodologie *lead/lag* reconnue dans le domaine de la réglementation et autorisée par la Régie. Cette méthodologie consiste en une étude des délais nets de perception des comptes à recevoir des clients et de paiement aux fournisseurs de services. L'étude *lead/lag* appliquée par le Distributeur tient compte de ses dépenses d'opérations courantes.

¹⁹² Pièce C-ACEFO-0010, p. 2 à 4.

[420] Conformément à la décision D-2013-037, le Distributeur soumet le résultat de sa révision de l'étude *lead/lag*, qui n'a pas été revue dans son ensemble depuis 2005¹⁹³. Il présente la description de la méthode *lead/lag* et apporte certains ajustements par composante dont, notamment, la provision réglementaire.

[421] La Régie accepte les mises à jour apportées à l'étude *lead-lag*, telles que proposées par le Distributeur.

[422] Le Distributeur fournit le calcul détaillé de l'encaisse réglementaire projetée et ajustée, au montant de 266,0 M\$ au 31 décembre 2014¹⁹⁴. Celle-ci est en hausse de 133,3 M\$ par rapport au montant autorisé au 31 décembre 2013¹⁹⁵ et de 175,2 M\$ par rapport au 31 décembre de l'année de base 2013¹⁹⁶.

[423] Ces écarts proviennent principalement du délai de perception de la hausse de la provision réglementaire. La provision réglementaire représente la portion de l'ajustement tarifaire qui sera perçue de la clientèle l'année suivante.

[424] À la suite de la décision procédurale D-2013-124, le Distributeur a mis à jour sa provision réglementaire 2014. Celle-ci augmente de 79,8 M\$, ce qui a pour impact d'augmenter l'encaisse réglementaire de 107,1 M\$ au 31 décembre 2014. Le Distributeur fournit le calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de la provision réglementaire¹⁹⁷.

[425] La Régie demande de présenter, pour les prochains dossiers tarifaires, le calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de la provision réglementaire, tel que présenté au tableau 4.2 à la page 10 de la pièce B-0128.

¹⁹³ Dossier R-3579-2005, pièce B-1, HQD-9, document 3, p. 11 à 18 et annexe 1.

¹⁹⁴ Pièce B-0071, p. 16 et 17.

¹⁹⁵ Dossier R-3814-2012, pièce B-0183, p. 14.

¹⁹⁶ Pièce B-0031, p. 11.

¹⁹⁷ Pièce B-0128, p. 10, tableau 4.2.

[426] **En conclusion, la Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2014, selon la moyenne des 13 soldes, en considérant les ajustements suivants :**

- **une réduction globale de 100 M\$;**
- **le retrait d'un montant de 32,9 M\$ associé au projet LAD - Phases 2 et 3;**
- **l'ajustement du solde des comptes de nivellement pour aléas climatiques;**
- **l'ajustement de l'encaisse réglementaire, compte tenu des ordonnances de la présente décision.**

[427] **La Régie demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification de l'année témoin 2014 et de la déposer au plus tard le 14 mars 2014, à 12 h.**

12. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2014

12.1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

[428] Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition, de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*¹⁹⁸.

[429] Cette demande d'autorisation a trait aux investissements de moins de 10 M\$, qui totalisent 569,4 M\$ et représentent une diminution de 86,9 M\$, soit 13,2 % par rapport au budget de 656,3 M\$ autorisé en 2013¹⁹⁹. À ce montant s'ajoutent les investissements déjà autorisés et les sommes associées à des projets majeurs de plus de 10 M\$. Le total des investissements prévus en 2014 s'élève donc à 923,4 M\$. Le tableau 30 présente le sommaire de ces investissements.

¹⁹⁸ (2001) 133 G.O. II, 6165.

¹⁹⁹ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, décision D-2013-037, p. 115, par. 457.

TABLEAU 30
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2014 (M\$)

Catégories	Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73	Autorisation spécifique Projets majeurs > 10M\$		Demande d'autorisation Autres investissements < 10 M\$			Grand total
		Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs	0,0	128,6	110,5	173,0	20,0	193,0	432,1
Réseau de distribution				117,1	5,3	122,4	122,4
Centrales de production					11,2	11,2	11,2
Réseau de transport					2,9	2,9	2,9
Mesurage et relève		128,6	110,5	5,6		5,6	244,7
Bâtiments administratifs				32,2		32,2	32,2
Matériel roulant				0,3		0,3	0,3
Autres actifs de soutien				17,8	0,6	18,4	18,4
Amélioration de la qualité	0,0	0,0	9,6	24,9	2,2	27,1	36,7
Croissance de la demande	0,0	83,3	12,8	274,1	16,6	290,7	386,8
Respect des exigences	9,0	0,2	0,0	58,2	0,4	58,6	67,8
Total	9,0	212,1	132,9	530,2	39,2	569,4	923,4

Source : Pièce B-0035, p. 5.

[430] La baisse de 86,9 M\$ pour les projets de moins de 10 M\$ s'explique essentiellement par une diminution de 49,8 M\$ des investissements pour la catégorie « Maintien des actifs » et par 38,6 M\$ pour la catégorie « Croissance de la demande ».

[431] Pour évaluer une demande de 569,4 M\$, la Régie considère disposer d'une preuve très limitée, dans laquelle les justifications sont essentiellement des comparaisons par rapport aux budgets des années antérieures²⁰⁰. La Régie a invité le Distributeur à lui proposer d'autres avenues qui pourraient lui permettre de juger du caractère juste et raisonnable des investissements réalisés à partir de l'enveloppe budgétaire des projets de moins de 10 M\$.

²⁰⁰ Pièce B-0035, p. 6 à 9; pièce B-0037; pièce B-0032, p. 13 et 14; Rapport annuel 2012 du Distributeur, pièce HQD-5, document 1; et pièce B-0088, p. 70 à 73.

[432] Le Distributeur indique que les investissements ont fait l'objet d'un recalibrage en 2013 qui se reflète dans l'enveloppe demandée pour 2014 puisque l'enveloppe d'investissements réclamée pour 2014 est inférieure de 12 M\$ aux investissements réels de 2012²⁰¹. En ce qui a trait aux besoins pour répondre à la croissance de la demande, le Distributeur a révisé à la baisse le nombre de ses nouveaux abonnements. Au chapitre du maintien des actifs, il a révisé la priorisation des interventions sur le terrain se traduisant dans les projets d'investissement. De façon plus spécifique, il procède à l'optimisation de la taille du parc de véhicules selon le type de véhicules requis et une meilleure adéquation avec les tâches à réaliser.

[433] Le Distributeur précise qu'il s'est doté d'un outil de mesure qui consiste en huit indicateurs permettant d'évaluer l'efficacité de sa gestion courante. Selon la preuve, la croissance annuelle des indicateurs privilégiés par le Distributeur, sur la période 2010-2014, est inférieure à l'inflation de 2,0 % en moyenne sur la même période.

[434] La Régie prend acte des efforts du Distributeur pour réduire ses besoins d'investissements par une optimisation de l'ampleur, du nombre ou de la quantité de projets ou d'équipements, ou encore, par sa priorisation des projets. Elle souhaite toutefois évaluer le caractère juste et raisonnable des montants investis pour la réalisation des projets eux-mêmes, ou pour l'acquisition des équipements.

[435] La Régie demande au Distributeur de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, en complément de sa demande d'autorisation pour les investissements de moins de 10 M\$, une preuve plus élaborée et des analyses en appui aux demandes budgétaires d'investissements, afin d'illustrer les efforts d'efficacité pour ces investissements.

²⁰¹ Pièce B-0162, p. 3.

[436] **La Régie demande par ailleurs au Distributeur de présenter, à compter du prochain rapport annuel, des compléments d'information lui permettant de juger du caractère juste et raisonnable des mises en service réalisées.** Un suivi plus détaillé pourrait inclure, à titre d'exemple, une comparaison des coûts unitaires aux investissements similaires, dans le même type de catégorie d'actifs, réalisés par les pairs du Distributeur dans l'industrie.

[437] **La Régie autorise le budget des investissements de moins de 10 M\$ pour un montant de 569,4 M\$, tel que demandé par le Distributeur.**

12.2 SUIVI DU PROJET LAD

[438] Le Distributeur présente les suivis du projet LAD demandés par la Régie dans sa décision D-2013-037. La Régie demandait de mettre à jour les tableaux des coûts et des gains du projet LAD présentés dans le dossier tarifaire 2013-2014 et de présenter les comparaisons des charges inhérentes au projet LAD et les montants inclus dans la base de tarification, avec les données prévisionnelles et les mises à jour, le tout dans un format spécifique.

[439] Le Distributeur tient à souligner que les informations présentées ont trait au projet LAD pris dans son ensemble (phase 1 autorisée et phases 2 et 3 à autoriser) et ne dépassent pas l'horizon de l'année témoin.

[440] Il présente au tableau suivant les coûts de l'année témoin 2014 et les coûts totaux du projet LAD pour les années 2010 à 2014.

TABLEAU 31
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS
DU PROJET LAD

<i>(en M\$)</i>	<i>Dossier R-3854-2013</i>		<i>Dossier R-3770-2011</i>		<i>Écarts</i>	
	<i>2014</i>	<i>Cumulatif 2014</i>	<i>2014</i>	<i>Cumulatif 2014</i>	<i>2014</i>	<i>Cumulatif 2014</i>
Charges d'exploitation	10,0	34,7	18,2	52,5	(8,2)	(17,8)
Charges d'exploitation	22,9	52,3	31,9	76,1	(9,0)	(23,8)
Gains	(12,9)	(17,9)	(13,7)	(23,9)	0,8	6,0
Revenus autres que ventes d'électricité	0,0	(0,3)	0,0	0,0	0,0	(0,3)
Compte d'écart - Projets majeurs	0,0	0,6	0,0	0,3	0,0	0,3
Autres Charges	69,3	108,1	58,1	143,0	11,2	(34,9)
Amortissement des nouveaux actifs	28,6	37,8	35,6	60,9	(7,0)	(23,1)
Amortissement accéléré des anciens compteurs	2,2	13,6	(5,3)	5,7	7,5	7,9
Sorties d'actifs	38,5	56,7	27,8	76,4	10,7	(19,7)
Compte d'écart - Projets majeurs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rendement de la base de tarification	19,3	26,1	26,0	42,5	(6,7)	(16,4)
Revenus de mise en conformité⁽¹⁾	(1,1)	(1,9)	(0,4)	(2,6)	(0,7)	0,7
Total	97,5	167,0	101,9	235,4	(4,4)	(68,4)

Source : Extrait de la pièce B-0035, p. 20.

Note 1 : Les revenus de mise en conformité sont inclus dans la prévision des ventes d'électricité. Ces revenus sont inclus dans le tableau ci-dessus afin de présenter un portrait global du projet.

[441] Le Distributeur indique que l'écart cumulatif favorable de 68,4 M\$ des revenus requis entre le présent dossier tarifaire et la demande d'autorisation du projet LAD (dossier R-3770-2011) découle principalement du report du début du déploiement massif du projet et de la révision de son calendrier de déploiement. Il tient à souligner que ce report n'aura pas d'impact sur le coût global du projet, qu'il prévoit terminer dans les délais prévus initialement.

[442] Le Distributeur présente au tableau suivant les investissements, les mises en service et les stocks de mesurage du projet LAD, sur une base annuelle et cumulative.

TABLEAU 32
INVESTISSEMENTS, MISES EN SERVICE ET STOCKS DE MESURAGE
DU PROJET LAD

<i>(en M\$)</i>	<i>Dossier R-3854-2013</i>		<i>Dossier R-3770-2011</i>		<i>Écarts</i>	
	<i>2014</i>	<i>Cumulatif 2014</i>	<i>2014</i>	<i>Cumulatif 2014</i>	<i>2014</i>	<i>Cumulatif 2014</i>
Investissements	239,1	496,0	205,1	575,5	34,0	(79,5)
Mises en service	265,2	483,3	208,2	572,4	57,0	(89,1)
Stocks de mesurage	13,5	35,2	0,0	0,0	13,5	35,2

Source : Extrait de la pièce B-0035, p. 21.

[443] Il mentionne que le report du début du déploiement massif et la révision du calendrier de déploiement expliquent principalement l'écart annuel et cumulatif au chapitre des investissements et mises en service entre le dossier tarifaire actuel et la demande d'autorisation du projet LAD (dossier R-3770-2011).

[444] **La Régie reconnaît le montant de la phase 1 évalué à 69,6 M\$ pour l'année témoin 2014 ainsi que les montants inclus dans la base de tarification.**

[445] **Considérant que la décision sur le projet LAD - Phases 2 et 3 n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer les charges inhérentes au projet LAD - Phases 2 et 3 au montant total de 27,9 M\$ ainsi que les montants inclus dans la base de tarification (voir la section 7).**

[446] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur indique que conformément à la décision D-2012-127²⁰², il dépose trimestriellement un suivi de la phase 1 du projet LAD sur une base annuelle et cumulative. Ce suivi fournit déjà des données qui vont au-delà de l'information habituellement présentée dans le cadre du suivi d'un projet autorisé en vertu de l'article 73 de la Loi au rapport annuel du Distributeur. Dans l'éventualité où des informations supplémentaires non divulguées au suivi trimestriel devaient être présentées, le Distributeur s'engage à fournir l'information directement au rapport annuel²⁰³.

[447] La Régie est d'avis que le rapport annuel déposé en vertu de l'article 75 de la Loi doit inclure l'ensemble des suivis des projets supérieurs à 10 M\$. **Elle demande donc au Distributeur de déposer le suivi annuel du projet LAD sur une base annuelle et cumulative dans son rapport annuel, à compter de l'année 2013.**

[448] **La Régie maintient également le dépôt trimestriel du suivi de la phase 1 du projet LAD sur une base annuelle et cumulative, conformément à la décision D-2012-127.**

13. PGÉE 2014

13.1 SUIVI DES RÉSULTATS 2012 ET 2013

[449] Le Distributeur présente au tableau suivant les résultats anticipés pour 2013, soit un budget total de 166 M\$ pour des économies d'énergie de 576 GWh.

²⁰² Dossier R-3770-2011.

²⁰³ Pièce B-0117, p. 29.

TABLEAU 33
RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2013 DU PGEÉ

Programmes et activités du Distributeur	D-2013-037		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)
Marché résidentiel	46	156	36	195	(10)	38
Marché affaires - Commercial et institutionnel	74	245	65	238	(9)	(7)
Marché affaires - Industriel	32	148	37	142	5	(6)
Innovations technologiques et commerciales	9	2	11	-	2	(2)
Tronc commun	12	-	12	-	0	-
Autres**	9	1	6	1	(4)	(0)
GRAND TOTAL - PGEÉ	181	553	166	576	(15)	23

* Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

** Autres : Réseaux autonomes, gestion de la demande en puissance, contingence et frais d'emprunt capitalisés (FEC).

Source : Pièce B-0036, p. 8.

[450] En 2012, les résultats réels étaient de 175 M\$²⁰⁴, pour des économies d'énergie de 1 007 GWh²⁰⁵.

[451] La Régie prend acte des résultats anticipés présentés par le Distributeur pour le PGEÉ 2013 et des résultats réels pour le PGEÉ 2012.

13.2 RÉTROSPECTIVE ET OBJECTIFS DU PGEÉ POUR LA PÉRIODE 2003-2015

[452] Après révision des données réelles, à la fin 2012, le PGEÉ atteignait 6,9 TWh d'économies annuelles cumulées, pour des investissements totaux de 1,4 G\$²⁰⁶. Les mesures d'économie d'énergie réalisées depuis 2003 ont permis de réduire les besoins de puissance d'environ 920 MW²⁰⁷.

²⁰⁴ Pièce B-0036, p. 32, tableau A-2.

²⁰⁵ Pièce B-0036, p. 33, tableau A-3.

²⁰⁶ Pièce B-0036, p. 6.

²⁰⁷ Pièce B-0036, p. 5.

[453] **La Régie prend acte que des efforts déployés en 2013 et des objectifs d'économies d'énergie de 464 GWh pour 2014 assureront au Distributeur l'atteinte de la cible de 8 TWh du PGEÉ. La Régie note également que ces économies d'énergie devraient permettre de réduire les besoins en puissance d'environ 1 100 MW²⁰⁸.**

13.3 DEMANDE BUDGÉTAIRE DU PGEÉ 2014

[454] En 2014, le Distributeur indique qu'il poursuivra l'identification de stratégies pour améliorer les approches de sensibilisation et, à plus long terme, les approches de transformation de marché. Il misera également sur l'amélioration des programmes existants tant en matière d'économie d'énergie que de gestion de la demande en puissance. Pour ce dernier axe, la poursuite des efforts pour assurer le maintien du parc de biénergie résidentielle demeure une priorité.

[455] Le Distributeur indique qu'une analyse plus détaillée des opportunités en gestion de la demande en puissance sur la base des résultats du potentiel technico-économique (PTÉ) en puissance sera entamée au cours de l'année 2014. Les approches de sensibilisation à la notion de pointe hivernale, le recours aux mesures comportementales et l'amélioration de la performance des appels au public en matière de participation seront à l'étude. De plus, le Distributeur évaluera de quelle façon il peut prioriser les mesures d'économie d'énergie ayant une incidence importante sur la pointe.

[456] Les sommes allouées au PGEÉ par le Distributeur devraient s'élever à 135 M\$²⁰⁹ en 2014, pour des économies d'énergie annuelles estimées à 464 GWh²¹⁰. Sur la base des informations obtenues par la Régie dans le présent dossier, la rétrospective du PGEÉ et le budget prévu pour 2014 se présentent comme suit :

²⁰⁸ Pièce B-0036, p. 7.

²⁰⁹ Le budget total de 135 M\$ comprend un budget d'investissements de 100 M\$ et un budget des charges d'exploitation de 35 M\$.

²¹⁰ Pièce B-0036, p. 33.

TABLEAU 34
BUDGETS ANNUELS TOTAUX DU PGEÉ – 2014 ET RÉTROSPECTIVE

<i>Programmes / activités du Distributeur (budget en M\$)</i>	<i>2003-2011R</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	<i>2012R</i>	<i>2013 A</i> ⁽³⁾	<i>2014</i>	<i>2003-2014</i>
Marché résidentiel	390	42	36	33	501
Marché affaires	597	108	102	74	880
Innovations technologiques et commerciales	34	9	11	11	65
Tronc commun	125	10	12	13	160
Réseaux autonomes	5	2	2	1	11
Gestion de la demande en puissance	0	1	1	2	4
Total des activités du Distributeur ⁽⁴⁾	1 153	172	163	133	1 622
Contingence	0	0	0	0	0
Frais d'emprunt capitalisés	26	3	3	2	34
Grand total ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	1 180	175	166	135	1 656

Source : Pièce B-0036, p. 32.

Notes :

⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ L'année 2003 inclut les dépenses de 2002.

⁽³⁾ A = Anticipé.

⁽⁴⁾ Le total et les sous-totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondis.

⁽⁵⁾ Grand total = somme des montants des activités du Distributeur, des contingences et des frais d'emprunt capitalisés.

[457] **Considérant la rentabilité et l'impact tarifaire du PGEÉ 2014 ainsi que la baisse du niveau d'investissement proposée par le Distributeur pour le PGEÉ par rapport aux prévisions antérieures, la Régie approuve le budget total demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2014, au montant de 135 M\$.**

13.4 COMMENTAIRES SPÉCIFIQUES À L'ÉGARD DE CERTAINS PROGRAMMES

13.4.1 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

[458] Le Distributeur présente les budgets et les objectifs de ses programmes destinés au marché résidentiel.

TABLEAU 35
OBJECTIFS ET BUDGETS 2014 – MARCHÉ RÉSIDENTIEL

	2014		Écart par rapport à 2013A	
	M\$	GWh	M\$	GWh
Marché résidentiel	33	174	(3)	(21)
Diagnostic résidentiel	6	58	0	(12)
Produits Mieux Consommer	11	88	(7)	(12)
Offre aux ménages à faible revenus	10	10	3	2
Récupération de frigos et congélos énergivores	5	16	(0)	(1)
Approche intégrée NC	1	2	1	2
Autres	1	-	0	(0)

Source : Pièce B-0036, p. 10.

[459] Le tableau suivant reflète l'état des programmes en 2014 ainsi que les programmes ayant pris fin ou démarré au cours de 2013 et de 2014.

TABLEAU 36
OFFRE DE PROGRAMMES AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

	Programmes / Volets	Prend fin en 2013	Se poursuit	Démarre en :			
				2013	2014		
Résidentiel	Diagnostic résidentiel - résidentiel	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DMRC)		✓			
		Service « Comparez-vous »		✓			
	Mieux consommer - résidentiel	Thermostats – Bâtiments existants multilocatifs 4	✓				
		Offre intégrée Piscine			✓		
		Éclairage (DEL et LFC)		✓			
		Fenêtres et portes-fenêtres		✓			
		Fenêtre multilogements			✓		
		Produits économiseurs d'eau			✓		
	Ménage à faible revenu (MFR)	Rénovation énergétique	Social		✓		
			Communautaire - Coopératives		✓		
			Communautaire - OBNL	✓			
			Privé - municipalités		✓		
		Remplacement de frigos énergivores		✓			
	Récupération de frigos et congélos énergivores		✓				
Approche intégrée - Nouvelle construction					✓		
Soutien aux projets DUD		✓					

Source : Pièce B-0036, p. 11.

Produits économiseurs d'eau

[460] Le Distributeur indique qu'il devait lancer, à la fin de l'année 2013, un nouveau programme visant à sensibiliser la clientèle résidentielle à la réduction de la consommation d'eau chaude par l'utilisation de produits économiseurs d'eau portant l'étiquette *WaterSense* appuyé par le gouvernement du Québec depuis 2012. Les produits économiseurs d'eau étant peu différenciables chez les quincaillers, le Distributeur en facilitera l'accès en offrant à sa clientèle admissible l'achat par internet²¹¹.

[461] L'UC demande que les clients qui ne disposent pas d'internet puissent aussi avoir accès aux produits du programme.

[462] Le ROÉÉ recommande²¹² que le Distributeur recalcule le test du coût total en ressources (TCTR) de cette mesure en y intégrant le coût évité de l'eau économisée et qu'il évalue la possibilité de travailler de concert avec les municipalités à l'installation de ces mesures chez la clientèle. L'intervenant note que le Distributeur a d'ailleurs l'expérience d'un tel type de programme avec le programme Écol'Eau, qu'il avait instauré au début des années 90.

[463] La Régie demande au Distributeur de présenter un état d'avancement détaillé de ce programme, dans le prochain rapport annuel, incluant une analyse des résultats du mode de distribution par internet.

Offre intégrée - Nouvelle construction

[464] Le Distributeur déploiera une offre intégrée, dès 2014, dans le marché de la nouvelle construction, ce qui lui permettra de positionner favorablement et rapidement certaines mesures, dont la géothermie (afin notamment de soutenir et de favoriser cette technologie au-delà de 2013), le chauffe-eau à trois éléments et le système de récupération de la chaleur des eaux de drainage (RCED)²¹³.

²¹¹ Pièce B-0036, p. 13 et 14.

²¹² Pièce C-ROÉÉ-0022.

²¹³ Pièce B-0036, p. 15.

[465] Le ROEEÉ soulève que ce nouveau programme de 1 M\$ seulement est loin de compenser l'élimination des programmes de géothermie et du programme de récupération de chaleur des eaux grises, tant en ce qui a trait aux budgets octroyés qu'en matière de gains énergétiques recherchés. Il souligne que ce programme ne prévoit aucune aide financière à l'achat de ces systèmes. L'intervenant note que le retrait de l'ancien programme entraîne un déséquilibre de l'offre de l'aide financière aux propriétaires québécois, selon la source d'énergie qu'ils utilisent pour le chauffage. En effet, le programme « Rénoclimat » du BEIÉ offre une aide de 5 365 \$ aux propriétaires utilisant du mazout ou du propane pour installer la géothermie, alors que les propriétaires de maisons chauffées à l'électricité bénéficient au maximum de 2 115 \$. Le montant de 5 365 \$ avait été établi en fonction de l'aide octroyée par le Distributeur dans le cadre de son programme de géothermie résidentielle.

[466] La Régie demande au Distributeur de présenter les résultats anticipés 2014 du nouveau programme « Offre intégrée - Nouvelle construction » dans le prochain dossier tarifaire, en donnant les détails et les hypothèses de calcul de l'impact des différentes technologies qui y auront été déployées.

13.4.2 MARCHÉ AFFAIRES

[467] Le Distributeur présente les budgets et les objectifs de ses programmes destinés aux marchés commercial, industriel et institutionnel.

TABLEAU 37
OBJECTIFS ET BUDGETS 2014 – MARCHÉ AFFAIRES

	2014		Écart par rapport à 2013A	
	M\$	GWh	M\$	GWh
Marché affaires	74	284	(28)	(97)
Commercial et institutionnel	51	184	(14)	(54)
OIEÉB	48	171	(8)	(30)
Autres programmes	3	13	(5)	(24)
Industriel	23	100	(14)	(43)
OIEÉSI - Petites et moyennes industries	12	52	(12)	(36)
OIEÉSI - Grandes industries	10	47	(2)	(7)

Source : Pièce B-0036, p. 16.

[468] Le tableau suivant illustre les programmes qui se poursuivent en 2014.

TABLEAU 38
OFFRES DE PROGRAMMES AU MARCHÉ AFFAIRES

SECTEURS	PROGRAMMES	PREND FIN EN 2014	SE POURSUIT
COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL	PRODUITS EFFICACES	PRODUITS AGRICOLES	✓
		ÉCLAIRAGE PUBLIC	✓
	OIEÉB	PETITS CLIENTS	✓
		COMMERCIAL	✓
		INSTITUTIONNEL	✓
		NOUVELLE CONSTRUCTION	✓
	BÂTIMENTS HQD		✓
INDUSTRIEL	OIEÉSI	PMI	✓
		GI	✓

Source : Pièce B-0036, p. 17.

OIEÉB

[469] Confiant d'atteindre la cible du PGEÉ en 2015, le Distributeur indique avoir opté pour une reprise en main de l'ensemble des activités opérationnelles du programme « Offres intégrées en efficacité énergétique pour les bâtiments » (OIEÉB) qui étaient réalisées par le prestataire Énercible. Les activités rattachées à ce programme sont progressivement rapatriées à l'interne au cours de l'année 2013. Grâce à une réallocation de ses ressources internes affectées à ses opérations, et du fait qu'il anticipe moins de projets à venir pour le programme OIEÉB, le Distributeur dispose des ressources nécessaires pour exploiter le programme à l'interne. De plus, les efforts de commercialisation déployés ces dernières années par Énercible ont permis de générer un nombre important de projets, déjà inscrits au programme, et dont la réalisation est prévue en 2014 et 2015. Ces projets s'ajouteront à ceux qui s'inscriront d'ici la fin du programme²¹⁴.

²¹⁴ Pièce B-0088, p. 96.

[470] Le 6 novembre 2013, le Distributeur introduit de nouvelles modalités et méthodes de calcul des subventions du programme OIEÉB, résultant des mises à jour du bâtiment de référence à la suite de certaines exigences du Code national de l'énergie pour les bâtiments - Canada 2011 (CNÉB 2011). Les nouvelles modalités et le nouveau mode de calcul de l'appui financier apportés au programme OIEÉB ont déjà été pris en compte dans la prévision du budget qui sera consacré à ce programme en 2014²¹⁵. Toutefois, le Distributeur indique que les hypothèses du taux moyen d'amélioration de la performance énergétique (TMAPÉ) par projet, pour les années 2013 et 2014, soit 18 % pour le marché commercial et 15 % pour le marché institutionnel, n'ont pas été modifiées depuis le début du programme. Elles seront réajustées en fonction des résultats obtenus, après examen du rapport d'évaluation. Les hypothèses établies en 2010 couvrent les années 2011 à 2015 et ont été élaborées lors de la conception initiale du programme. Aucune hypothèse n'a encore été mise à jour. Elles le seront après l'examen du rapport d'évaluation 2011-2012 par la Régie.

[471] En audience, le Distributeur réitère sa confiance de pouvoir livrer le programme OIEÉB tel que présenté dans sa preuve initiale, avec l'atteinte de la cible de 171 GWh pour 2014. Il explique notamment que le programme tirant à sa fin, il va bénéficier des projets de plus grande envergure, planifiés parfois depuis 2011 et en cours de réalisation, qui devront être livrés avant la fin du programme²¹⁶.

[472] La Régie demande au Distributeur de traiter, notamment, dans le prochain rapport d'évaluation du programme, des préoccupations indiquées ci-dessus, de la révision des hypothèses et de la notion d'opportunisme « global » dans le cas d'un programme multi-mesures.

13.4.3 GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE

[473] Le Distributeur prévoit mettre l'accent, en 2014, sur le maintien des moyens existants et le développement de nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance. Le budget demandé à cette fin pour 2014 s'élève à environ 2 M\$. En audience,

²¹⁵ Pièce B-0117, p. 45.

²¹⁶ Pièce A-0059, p. 118 à 127.

le Distributeur indique qu'il est en situation de surplus énergétiques mais qu'il ne fait pas le même constat au niveau de son bilan en puissance. Il précise qu'il doit poursuivre sa recherche de nouveaux moyens de puissance dès 2014 :

« Lorsque'on regarde toutefois notre bilan en puissance, [...] il faut être un planificateur responsable, [...] on va mettre en place l'ensemble des moyens qui vont nous permettre d'augmenter le nombre d'outils qu'on a pour faire une gestion de la puissance annuelle à la pointe. [...] on fera une gestion de la consommation avec des outils là aussi qui va nous permettre d'aller chercher les nouvelles technologies et d'avoir plus de capacité de réduire les besoins de puissance »²¹⁷.

[474] Questionné en audience sur le montant de seulement 2 M\$ qui est consacré en 2014 à ces activités, le Distributeur explique qu'en 2014, il investira des efforts non pas pour aller chercher des moyens mais beaucoup plus pour tenter de voir vers quels types de technologies il veut s'orienter.

[475] La Régie est préoccupée par le faible niveau du budget de 2 M\$ consacré aux programmes de gestion de la demande à la pointe. Ce budget ne reflète pas l'importance que le Distributeur indique accorder à cet enjeu.

[476] Compte tenu que le programme de gestion de la demande en puissance contribue à réduire les tarifs, la Régie invite le Distributeur à développer des mesures performantes et à présenter un budget en conséquence dans son PGEÉ 2015.

Biénergie et tarif DT

[477] Le Distributeur constate une légère baisse du nombre d'abonnés au cours des deux dernières années. Ce constat l'incite donc à poursuivre ses efforts de promotion auprès des intervenants impliqués dans ce marché. Les efforts de promotion du Distributeur à l'égard du tarif DT sont maintenus malgré l'arrivée du programme gouvernemental « Chauffez vert ». Cependant, dans un souci de cohérence avec les orientations du gouvernement du Québec, le Distributeur réévaluera son niveau d'intervention pour le segment des clients utilisant le mazout pour le chauffage principal. Enfin, un suivi auprès

²¹⁷ Pièce A-0050, p. 49 et 50 et p. 172 à 174.

de la clientèle est prévu pour 2014. Le Distributeur pourra ajuster rapidement son plan de commercialisation selon les résultats obtenus.

[478] Le ROEE recommande de proposer une prime incitative aux acheteurs de maisons équipées d'un système biénergie afin qu'ils « essaient » le système et le tarif pour une période d'au moins un an. Sans suggérer de montant précis, la prime pourrait être déterminée en fonction de l'impact sur l'accroissement de la demande de pointe qui résulterait d'une conversion de ce client au tout-à-l'électricité (TAÉ) et bonifiée, si nécessaire, afin que le montant soit suffisant pour intéresser cette clientèle. Il recommande également d'automatiser les systèmes informatiques de gestion des abonnements afin qu'une alerte apparaisse lors d'un déménagement d'un client dont la maison est munie d'un système biénergie, fonctionnel ou non, afin de sensibiliser l'acheteur de la maison.

[479] Le ROEE recommande d'effectuer la promotion de la biénergie et du tarif DT sous le même angle que celui utilisé pour la promotion du chauffe-eau à trois éléments, c'est-à-dire un geste écoresponsable se traduisant par une plus faible demande collective en période de pointe, en plus des avantages économiques pour l'acheteur.

[480] Le GRAME recommande d'analyser l'opportunité de propositions tarifaires visant la gestion de la consommation à l'instar du tarif DT.

[481] Interrogé au sujet de l'impact en puissance de la biénergie en comparaison de celui du PGEÉ, le Distributeur réfère au dossier R-3864-2013 (Plan d'approvisionnement 2014-2023) et indique²¹⁸ qu'il est de 640 MW.

[482] La Régie est très préoccupée par la baisse considérable de l'effacement en puissance de la biénergie, soit 230 MW, ou plus de 25 %, par rapport à la valeur de 870 MW prévue au dernier plan d'approvisionnement²¹⁹. En effet, cette baisse n'a pas été annoncée dans le Rapport annuel 2012, où le Distributeur laissait entendre, au contraire,

²¹⁸ Pièce A-0059, p. 140, engagement n° 11.

²¹⁹ Dossier R-3748-2010, pièce B-0005, p. 70, tableau 2A-13.

que les résultats de la campagne de promotion de la biénergie et du tarif DT étaient très positifs²²⁰. Par ailleurs, le Distributeur ne prévoit aucun nouvel investissement pour promouvoir la biénergie et le tarif DT, ni de nouvelle mesure concrète de gestion de la demande à la pointe pouvant compenser les pertes annoncées avec la biénergie.

[483] La biénergie et le tarif DT sont un enjeu du Plan d’approvisionnement 2014-2023 que la Régie étudiera dans le cadre du dossier R-3864-2013²²¹.

13.4.4 INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES ET COMMERCIALES

[484] Le budget demandé par le Distributeur en 2014 s’élève à près de 11 M\$ pour réaliser les activités d’innovation technologique et commerciale, en amont des interventions en efficacité énergétique, des activités qu’il juge essentielles au processus de développement de nouvelles opportunités dans les marchés. Ces activités comprennent les travaux réalisés au Laboratoire des technologies de l’énergie (LTÉ) et les programmes « Initiatives de démonstrations technologiques et d’expérimentation » (IDÉE) et « Projets d’initiatives structurantes en technologies efficaces » (PISTE).

[485] La Régie constate²²² que le Distributeur prévoit seulement 2 M\$ pour les deux programmes IDÉE et PISTE. Le budget consacré à ces programmes semble donc en déclin. Or, dans sa décision D-2011-028, la Régie écrit :

« [487] Le Distributeur présente les programmes IDÉE et PISTE dont l’ampleur budgétaire (3 M\$) représente moins de 1 % du budget du PGEÉ [note de bas de page omise].

[488] Dans le cas du programme PISTE, la Régie note que le Distributeur ne se contente pas d’accueillir des propositions spontanées et que près du tiers des projets PISTE réalisés sont le résultat de la démarche par appel de propositions du Distributeur [note de bas de page omise].

²²⁰ Rapport annuel 2012 du Distributeur, pièce HQD-12, document 1, p. 43 et 44.

²²¹ Dossier R-3864-2013, pièce A-0005, p. 16 à 18, question 8.

²²² Pièce B-0036, p. 31, tableau A-1.

[489] La Régie constate que ces programmes pourraient se prêter à l'évaluation de l'intégration en RA de nouvelles mesures d'efficacité énergétique ou de nouvelles technologies d'énergie propre »²²³.

[486] La Régie réitère que ces activités représentent une plateforme d'échange pour le développement de nouvelles idées et que le Distributeur dispose de suffisamment de flexibilité à l'intérieur du PGEÉ pour consacrer plus de ressources aux programmes IDÉE et PISTE si des idées jugées prometteuses ou si la manière de les déployer devaient être évaluées en conditions réelles²²⁴.

13.4.5 RÉSEAUX AUTONOMES

[487] Le Distributeur prévoit intensifier ses efforts en efficacité énergétique pour limiter la croissance de la demande d'électricité dans tous les RA. Le budget demandé pour les RA en 2014 s'élève à un peu plus de 1,3 M\$ pour l'intervention dans les écoles, la sensibilisation à la notion de pointe hivernale, l'installation de lampes fluorescentes compactes (LFC) ou à diodes électroluminescentes (DEL) auprès des clientèles résidentielle et affaires. Le Distributeur étudie également la possibilité de déployer l'éclairage public à DEL²²⁵.

[488] Le Distributeur indique cependant que ce budget de 1,3 M\$ serait insuffisant s'il devait procéder plus rapidement qu'annoncé au remplacement des quelque 1 400 luminaires à vapeur de sodium à haute pression (SHP) du service complet d'éclairage public au Nunavik au cours des prochaines années²²⁶.

²²³ Dossier R-3740-2010, pièce A-46, p. 119.

²²⁴ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, décision D-2013-037, p. 35.

²²⁵ Pièce B-0036, p. 21.

²²⁶ Pièce B-0162, p. 13.

[489] Dans leurs observations conjointes²²⁷, la Société Makivik (Makivik) et l'Administration régionale Kativik (ARK) expliquent que la surconsommation d'électricité au Nunavik est attribuable en partie à la pénurie de logements. La consommation de ces logements, accueillant jusqu'à 12 personnes, est supérieure à celle des ménages ne comptant que trois ou quatre personnes. Ces organismes demandent au Distributeur de réaliser une enquête approfondie sur les causes de la surconsommation d'électricité, de mettre en place des programmes d'efficacité énergétique et de sensibilisation et de proposer d'autres mesures, afin de réduire la surconsommation d'électricité.

[490] Le GRAME souligne que les programmes en RA et sur la gestion de la demande à la pointe (en réseau intégré comme en RA) étant les seuls à présenter un test de neutralité tarifaire (TNT) positif, des moyens de gestion de la pointe devront être développés prochainement. L'intervenant recommande que les compteurs intelligents soient installés sans délai dans les RA, afin de pouvoir développer des tarifs et des mesures de contrôle de la croissance de la demande. L'intervenant recommande également que le « Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes » (PUEÉRA) ne soit pas seulement une subvention pour compenser le coût de combustibles fossiles²²⁸.

[491] Le Régie constate que le TNT des programmes en efficacité énergétique et en gestion de la demande en puissance dans les RA est positif. Des efforts supplémentaires dans ces programmes contribuent donc à diminuer les coûts pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur. Dans ce contexte, la Régie juge insuffisant le budget consacré aux RA dans le cadre du PGEÉ.

[492] La Régie demande au Distributeur d'accélérer le remplacement des 1 400 premiers luminaires au Nunavik. Elle rappelle que le Distributeur bénéficie d'une certaine flexibilité dans la gestion du budget de son PGEÉ.

²²⁷ Pièce D-0005.

²²⁸ Pièces C-GRAME-0014 et C-GRAME-0019.

13.5 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES ET IMPACT TARIFAIRE

[493] Les résultats des analyses économiques confirment la rentabilité des programmes et activités du Distributeur pour la société et justifient leur poursuite en 2014. Le TCTR indique une valeur de 247 M\$, alors que le test du participant (TP) atteint 423 M\$. Le TNT indique que les programmes et activités du PGEÉ exercent une pression à la hausse de 111 M\$ sur les tarifs du Distributeur.

TABLEAU 39
RÉSULTATS DES TESTS ÉCONOMIQUES (EN M\$ ACTUALISÉS)

M\$ actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Marché résidentiel	78	145	-45
Marché affaires - commercial et institutionnel	145	203	-27
Marché affaires - industriel	41	69	-17
Réseaux autonomes	3	1	2
Innovations technologiques et commerciales	-8	5	-12
Gestion de la demande en puissance	1	0	1
Tronc commun	-13	0	-13
Total programmes et activités HQD	247	423	-111

Source : Pièce B-0036, p. 25.

[494] La Régie note que seuls les programmes de gestion de la demande en puissance et dans les RA ont un TNT positif.

[495] **La Régie prend acte que, globalement, le PGEÉ 2014 est socialement rentable.**

[496] Par ailleurs, la Régie note que, de façon générale, plusieurs intervenants déplorent le manque de consultation du Distributeur dans les modifications qu'il apporte au PGEÉ. **À des fins d'efficacité réglementaire, la Régie encourage le Distributeur à recueillir les idées et les préoccupations des intervenants avant de compléter sa preuve sur son prochain PGEÉ.**

13.6 ÉVALUATION DES PROGRAMMES PAR VOIE ADMINISTRATIVE

[497] La Régie rappelle que les évaluations de programmes ont pour but, entre autres, de valider les hypothèses sur lesquelles les programmes sont bâtis et avec lesquelles leur impact est calculé²²⁹.

[498] La part du budget du Tronc commun consacrée aux évaluations de programmes est de 2 M\$. Le Distributeur propose à la Régie d'effectuer le dépôt des rapports d'évaluation aux mois de février et de septembre.

TABLEAU 40
PLAN D'ÉVALUATION DU PGEÉ -
RAPPORTS DEVANT ÊTRE DÉPOSÉS À LA RÉGIE EN 2014

Noms des programmes / volets	Années couvertes par l'évaluation	Fréquence
Marché Résidentiel		
1. DRMC2 – Approche régionale et communautaire	2008-2010	Continu
2. MC – Volet Thermostats – Marché existant	2010-2011	Continu
MC – Volet Thermostats – Nouvelle construction	2010-2011	Continu
3. MC – Volet Thermostats – Multi logements	2010-2011	Continu
4. Récupération de frigos et congélos énergivores	2010-2011	Continu
Marché Affaires - Commercial et Institutionnel		
1. Offre intégrée en Efficacité Énergétique Bâtiments (OIEÉB)	2011-2012	Continu

Source : Pièce B-0036, p. 24.

²²⁹ Pièce B-0036, p. 37, tableau B-1.

[499] La Régie considère que le processus actuel prévoyant une période maximale de trois ans entre le début de la période évaluée et le dépôt du rapport à la Régie n'est plus approprié. En effet, cette règle n'est plus nécessaire puisque les rapports d'évaluation pourront désormais couvrir des périodes d'évaluation plus longues que par le passé (jusqu'à trois ans), selon l'évolution des programmes et des marchés et l'ampleur du budget des programmes.

[500] La Régie accepte le dépôt des rapports en septembre et février. Compte tenu du fait qu'une évaluation peut être planifiée et amorcée avant la fin de la période évaluée, elle demande au Distributeur de respecter un délai de neuf mois entre la fin de la période évaluée et le dépôt du rapport à la Régie.

13.7 POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

[501] À la suite de la rencontre administrative du 6 septembre 2011 et à la méthodologie qui en a découlé²³⁰, le Distributeur présente le PTÉ en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes²³¹, étendu à l'analyse des mesures de gestion de puissance pouvant être mises en place chez les clients.

[502] Le PTÉ d'efficacité énergétique représente les économies d'énergie et la réduction de la demande de puissance associées à l'implantation des mesures où cela est techniquement possible et dont le coût unitaire est inférieur ou égal au coût évité du Distributeur. Selon le Distributeur, le potentiel présenté constitue une limite supérieure de ce qui peut être réalisé, puisqu'il ne considère pas encore les contraintes de nature commerciale et financière ainsi que le taux d'adoption plausible des mesures par les consommateurs, particulièrement importantes dans le cas des mesures lourdes comme l'enveloppe thermique.

²³⁰ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028_PTE_ReseauxAutonomes/HQD_PTE_RA_MethodologieProposee_28oct2011.pdf, p. 1, 3 et 4.

²³¹ Pièce B-0038.

[503] La méthodologie de base est une approche micro-analytique dont l'implantation mathématique est inspirée de celle déjà utilisée pour le réseau intégré. Les paramètres utilisés sont toutefois particuliers à chaque réseau, notamment la composition du marché, les habitudes et consommations des clients, le climat des réseaux, les mesures d'efficacité énergétique applicables, les coûts des mesures et les coûts évités. La majorité des données de marché proviennent des études et sondages effectués dans les RA. Les coûts évités utilisés sont ceux du dossier R-3814-2012.

[504] SÉ/AQLPA demande à ce que non seulement les économies d'électricité, mais également les économies de mazout totales, directes (consommation des consommateurs) et indirectes (celle pour la production d'électricité) soient clairement établies dans le PTÉ²³².

[505] À propos du PTÉ d'économies d'énergie au Nunavik, le Distributeur indique que « [c]e territoire présente un profil de consommation de chauffage des locaux et de l'eau entièrement au mazout et le potentiel électrique se retrouve donc exclusivement dans les usages d'éclairage, des électroménagers et des produits électroniques »²³³. Il ajoute que dans les réseaux où le chauffage TAÉ est absent, le potentiel en gestion de la demande en puissance est beaucoup plus limité, puisqu'il ne vise que l'éclairage, les électroménagers et les produits électroniques.

²³² Pièce C-SÉ-AQLPA-0037.

²³³ Pièce B-0038, p. 11 à 16.

[506] Or, la preuve est à l'effet qu'il existe une problématique d'usage du chauffage électrique d'appoint qui contribue de manière significative à la pointe des RA en hiver. La Régie traite de ce sujet dans la section 18.5 de la présente décision.

[507] La Régie juge incomplète l'analyse du PTÉ en efficacité énergétique présentée par le Distributeur pour les RA, notamment au niveau du potentiel de gestion de la demande à la pointe. Elle considère qu'il est nécessaire d'avoir un portrait de la réalité des usages des différentes formes d'énergie pour chaque réseau autonome en fonction de constats réels sur le terrain. Cette identification nécessite une approche globale d'évaluation de la situation, réseau par réseau.

14. REVENUS REQUIS

[508] Lors du dépôt de sa preuve initiale, le Distributeur présente des revenus requis de 11 212,7 M\$ en 2014. En janvier 2014, il l'ajuste à 11 238,5 M\$ pour tenir compte de la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres, soit un impact de 25,8 M\$.

[509] Conformément à la décision procédurale D-2013-124 du présent dossier, le Distributeur ajuste sa preuve en tenant compte du taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % demandé par le Transporteur et le Distributeur dans le dossier R-3842-2013. Les revenus requis sont alors ajustés à 11 462,6 M\$ pour l'année témoin 2014. Ces revenus requis sont détaillés et expliqués aux sections 8 à 11 de la présente décision.

TABLEAU 41
REVENUS REQUIS 2014

<i>(en M\$)</i>	2012 <i>(réel)</i>	2013 <i>(D-2013-037)</i> <i>Ajustée ⁽¹⁾</i>	2013 <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	2014 <i>(projeté)</i>	2014 <i>(projeté et</i> <i>ajusté) ⁽²⁾</i>	Différence 2014-2013 <i>(D-2013-037)</i>	
Achats d'électricité	4 895,9	5 352,4	5 238,4	5 488,0	5 471,8	119,4	2,2 %
Service de transport	2 583,9	2 606,9	2 606,9	2 650,4	2 796,8	189,9	7,3 %
Distribution							
Charges brutes directes	1 006,5	1 176,6	1 077,1	1 122,5	1 122,5	(54,1)	(4,6 %)
Charges de services partagés	513,3	568,1	560,0	571,2	573,3	5,2	0,9 %
Coûts capitalisés	(316,1)	(372,0)	(350,4)	(360,7)	(360,7)	11,3	(3,0 %)
Charges d'exploitation	1 203,7	1 372,7	1 286,7	1 333,0	1 335,1	(37,6)	(2,7 %)
Achats de combustible	83,6	100,8	100,8	93,8	93,8	(7,0)	(6,9 %)
Amortissement et déclassement	884,8	779,9	785,9	822,7	822,7	42,8	5,5 %
Comptes d'écarts - Projets majeurs	(4,6)	5,6	4,8	0,0	0,0	(5,6)	(100 %)
Taxes	90,1	87,5	88,6	100,7	100,7	13,2	15,1 %
Autres charges	1 053,9	973,8	980,1	1 017,2	1 017,2	43,4	4,5 %
Frais corporatifs	29,9	36,7	33,0	33,5	33,5	(3,2)	(8,7 %)
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	773,4	657,7	817,4	716,4	808,2	150,5	22,9 %
Total Distribution	3 060,9	3 040,9	3 117,2	3 100,1	3 194,0	153,1	5,0 %
Total	10 540,7	11 000,2	10 962,5	11 238,5	11 462,6	462,4	4,2 %

Sources : Pièce B-0018, p. 5 à 7 et pièce B-0170, p. 3.

Note 1 : Décision D-2013-037 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 10,0 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

Masse salariale de -5,1 M\$ (pièce B-0024, p. 5);

Autres charges directes de -0,2 M\$ (pièce B-0025, p. 3);

Charges de services partagés de 5,3 M\$ (pièce B-0026, p. 6).

Note 2 : Le Distributeur a ajusté la prévision de l'année témoin 2014 présentée à la pièce B-0071, p. 11 à 14, selon le taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

[510] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2014 sont en hausse de 462,4 M\$ (4,2 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2013. Une augmentation de 224,1 M\$ provient de l'impact du taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % demandé dans le dossier R-3842-2013. Le solde de 238,3 M\$ est principalement attribuable au poste « Achats d'électricité » pour l'électricité postpatrimoniale.

[511] Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 11 306,7 M\$ pour l'année témoin 2014.

**TABLEAU 42
ESTIMÉ DES REVENUS REQUIS 2014**

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Ajustements provenant de la décision D-2014-034 relative à la demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres (voir la section 5.5)		(79,8)	
Retrait des charges inhérentes au projet LAD - Phases 2 et 3 (voir la section 7)		(28,5)	
Compte de <i>pass-on</i> 2013 (voir la section 8.2)		(30,0)	
Ajustements des contrats spéciaux (voir la section 8.2)		7,0	
Service de transport (voir la section 9)		(10,3)	
Charges d'exploitation (voir la section 10.1.3)		(10,0)	
Amortissement (voir la section 10.2.2)		(20,0)	
Amortissement - Compte de nivellement pour aléas climatiques (voir les sections 10.2.2 et 11.2)		22,8	
Rendement de la base de tarification découlant d'une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification (voir les sections 10.4 et 11.1)		(7,1)	
Revenus requis	11 462,6	(155,9)	11 306,7

[512] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis ainsi ajustés, au plus tard le 14 mars 2014, à 12 h.

15. REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[513] Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 175,3 M\$, pour l'année autorisée 2013, à 180,2 M\$ pour l'année témoin 2014, incluant un ajout de 3,5 M\$ afin de tenir compte de l'effet de la hausse des tarifs sur les revenus autres provenant du dossier R-3842-2013.

TABLEAU 43
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

(en M\$)	2012 (réel)	2013 (D-2013-037)	2013 (réel 4/12 - budget 8/12)	2014 (projeté) ⁽¹⁾	Différence 2014-2013 (D-2013-037)	
Facturation externe émise	95,1	99,4	94,4	98,2	(1,2)	(1,2 %)
Facturation interne émise	77,0	74,3	75,4	77,1	2,8	3,8 %
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	1,8	1,6	1,6	1,4	(0,2)	(12,5 %)
Total	173,9	175,3	171,4	176,7	1,4	0,8 %

Source : Pièce B-0040, p. 3.

Note 1 : Le Distributeur a ajusté le solde à 180,2 M\$ pour l'année témoin 2014 (pièce B-0071, p. 7),

considérant l'effet de la hausse des tarifs découlant du taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2013.

[514] **La Régie approuve les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2014, tels que présentés par le Distributeur.**

[515] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les revenus autres que les ventes d'électricité, en tenant compte de l'impact de la décision D-2014-034. Elle lui demande donc de déposer le détail des revenus autres que les ventes d'électricité au plus tard le 14 mars 2014, à 12 h.**

16. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[516] Le Distributeur soumet la répartition de son coût de service par catégories de consommateurs et apporte des précisions à la méthode de répartition du coût de fourniture patrimoniale pour tenir compte des modifications à la Loi.

[517] Le 20 février 2014, le Distributeur dépose le décret n° 84-2014 du gouvernement du Québec du 6 février 2014 relatif au coût alloué à chaque catégorie de consommateurs requis pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale²³⁴.

[518] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service proposée par le Distributeur.**

16.1 RÉPARTITION DU COÛT DE FOURNITURE PATRIMONIALE PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS

[519] En vertu de l'article 52.2 de la Loi, le coût de l'électricité patrimoniale est indexé, à compter de 2014, en fonction de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation. Les grands clients industriels au tarif L ainsi que les contrats spéciaux sont exemptés de cette indexation²³⁵.

[520] Tout comme le Distributeur, la Régie note que les modifications à la Loi ne changent pas les fondements à la base de cette formule qui consiste à allouer le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale à chacune des catégories de consommateurs en se basant sur l'évolution de ces catégories, sur leurs caractéristiques de consommation, soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution²³⁶.

²³⁴ Pièce B-0172.

²³⁵ Pièce B-0043, p. 5.

²³⁶ Pièce B-0043, p. 7.

[521] Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur présente les précisions apportées à la méthode de répartition du coût de fourniture patrimoniale par catégories de consommateurs afin de refléter, d'une part, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale et, d'autre part, l'exemption accordée aux grands clients industriels et aux contrats spéciaux²³⁷.

[522] Puisque le tarif L et les contrats spéciaux ne sont pas affectés par l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, le Distributeur indique que la formule actuelle est toujours applicable dans leur cas. Ainsi, le coût unitaire alloué à ces catégories n'est pas indexé d'une année à l'autre, mais peut varier en fonction de leurs caractéristiques de consommation propres.

[523] Pour les autres catégories de consommateurs, le Distributeur propose une adaptation de la formule, de façon à répartir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale indexé, tout en tenant compte du fait que le tarif L et les contrats spéciaux ne sont pas affectés.

[524] Après analyse des formules proposées, la Régie est d'avis que les clients du Distributeur se voient attribuer leur juste part des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale, de transport, de distribution et de service à la clientèle en fonction des méthodes de répartition en vigueur.

[525] La Régie prend acte des modifications apportées à la méthode de répartition du coût de fourniture patrimoniale par catégories de consommateurs qui reflète, d'une part, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale et, d'autre part, l'exemption accordée aux grands clients industriels et aux contrats spéciaux.

²³⁷ Pièce B-0043, p. 6 à 8.

17. CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

17.1 MODIFICATION DE MODALITÉS RELATIVES À LA GESTION DU RISQUE DE CRÉDIT DES CLIENTS AYANT DES ABONNEMENTS À USAGE AUTRE QUE DOMESTIQUE

[526] Le Distributeur indique que ses demandes s'inscrivent dans sa volonté de gérer son risque de crédit sainement et de manière responsable pour le bénéfice de l'ensemble de la clientèle. Lors de l'audience, il mentionne que les secteurs commercial et institutionnel vont bien, mais qu'il n'en va pas de même pour le secteur industriel²³⁸.

Risque de crédit des clients dont la somme facturée excède 500 000 \$

[527] Dans le cadre du dossier R-3733-2010, le Distributeur insiste sur les risques de pertes financières et l'impact sur les mauvaises créances que présentait le fait de livrer l'électricité avant que celle-ci ne soit facturée et payée par le client. Le Distributeur proposait que le retard de paiement ne soit plus le seul critère de demande de dépôt et souhaitait mettre en place une politique de crédit adaptée au niveau de risque que représente chaque client de grande puissance pour le Distributeur.

[528] Par sa décision D-2011-024, la Régie accueillait favorablement cette demande du Distributeur et permettait la modulation des conditions de facturation et de paiement des clients titulaires d'un abonnement de grande puissance en fonction de leur niveau de risque de crédit. Elle accordait aussi au Distributeur le droit d'exiger un dépôt, lorsqu'il le jugeait requis, à certains clients de grande puissance considérés très risqués.

[529] Dans la décision D-2011-024, il est fait mention que :

« [14] Selon l'expérience du Distributeur, les abonnements de grande puissance font rarement l'objet de défaut de paiement, même lorsque la situation financière de ces clients s'est fortement dégradée. Dans de tels cas, soit le client paie sa facture d'électricité soit il a recours à une des lois sur l'insolvabilité »²³⁹.

²³⁸ Pièce A-0061, p. 23 et 24.

²³⁹ Dossier R-3733-2010, pièce A-7, p. 5.

[530] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur ajoute ce qui suit :

« [...] Or, le Distributeur observe que ce constat se vérifie pour la plupart des grands consommateurs, même si ceux-ci ne se qualifient pas comme des clients de grande puissance »²⁴⁰. [nous soulignons]

[531] Le Distributeur souhaite poursuivre sa gestion responsable en élargissant l'évaluation du risque de crédit ainsi que le besoin ou non d'exiger un dépôt. Dans ce contexte, il propose d'étendre sa politique d'évaluation du risque de crédit, conformément à l'annexe VII des CDSÉ, aux clients dont la somme facturée pour une période de 12 mois consécutifs au cours des derniers mois excède 500 000 \$ pour l'ensemble de leurs abonnements d'usage autre que domestique²⁴¹.

[532] Il justifie le seuil de 500 000 \$ comme suit :

« Le seuil de 500 000 \$ permet de limiter le nombre de clients à un niveau permettant une analyse de risque spécifique, soit environ 600 clients représentant près de 36 000 abonnements. Le Distributeur estime que plus de 70 % de ces clients se situent dans les domaines d'activités de la fabrication (46 %), du service immobilier et locatif (17 %) et du commerce de détail (10 %). En 2012, le Distributeur comptait uniquement 621 dépôts actifs pour cette clientèle, soit seulement 1,7 % de tous les contrats visés par ces nouvelles modalités.

Enfin, la mesure proposée permet de répondre, en partie, au souhait exprimé par certains intervenants d'effectuer une analyse de risque basée sur la situation propre du client, par l'utilisation de cotes établies par des agences reconnues et de la grille d'analyse de risque prévue à l'annexe VII des CDSÉ »²⁴².

[533] Le Distributeur propose l'ajout d'un paragraphe à l'article 9.2 des CDSÉ afin de prévoir qu'un dépôt en argent ou une garantie de paiement puisse être demandé lorsqu'un client est jugé risqué ou très risqué à la suite de l'évaluation du risque.

²⁴⁰ Pièce B-0046, p. 6.

²⁴¹ Hormis les abonnements de grande puissance, déjà couverts par l'article 11.16 des CDSÉ.

²⁴² Pièce B-0046, p. 7.

[534] Par souci de cohérence, le Distributeur propose également de modifier l'article 9.7 des CDSÉ relatif à la libération de la garantie.

[535] La FCEI souligne que :

« La Régie a reconnu par le passé le droit du Distributeur à se protéger contre les risques de défaut de paiement de ses clients. Elle a également demandé au Distributeur de personnaliser cette protection selon le niveau de risque de chaque client »²⁴³.

[536] Dans le cadre du dossier R-3733-2010, la Régie indiquait, dans sa décision D-2011-024, que les clients soumis à la section 3 du chapitre 11 des CDSÉ faisaient l'objet d'un suivi individuel et qu'il n'y avait pas lieu de demander un dépôt systématique lors d'un nouvel abonnement. En conséquence, la FCEI « s'attend à ce que cela s'applique également dans le cas des clients ayant des factures annuelles de plus de 500 000\$ »²⁴⁴.

[537] L'UMQ appuie l'ensemble des mesures proposées par le Distributeur afin de gérer son risque de crédit sagement et de manière responsable, y compris en ce qui a trait aux clients dont l'abonnement est à usage autre que domestique²⁴⁵.

[538] En ce qui a trait à l'application éventuelle de ces nouvelles mesures de resserrement du risque de crédit aux abonnements municipaux, cet intervenant relève que :

« [...] le Distributeur confirme que la lettre de l'Annexe II des CDSÉ demeure inchangée et que les abonnements des organismes municipaux et sociétés de transport ne seront pas couverts par sa proposition de resserrement des niveaux de risque selon les cotes des agences de notation »²⁴⁶.

²⁴³ Pièce C-FCEI-0013, p. 1.

²⁴⁴ Pièce C-FCEI-0013, p. 1.

²⁴⁵ Pièce C-UMQ-0007, p. 28.

²⁴⁶ Pièce C-UMQ-0007, p. 28.

[539] De plus, l'UMQ prend acte des réponses du Distributeur et s'en déclare satisfaite. L'intervenante ajoute qu'elle recommande à la Régie d'exiger que, dans l'éventualité où le Distributeur proposerait de futures modifications aux CDSÉ visant à demander les dépôts et garanties de paiement aux clients municipaux, qu'il documente de façon convaincante l'évolution du risque d'insolvabilité des municipalités²⁴⁷.

[540] La Régie note que la FCEI et l'UMQ sont en accord avec le principe d'une analyse de risque basée sur la situation propre des clients.

[541] La Régie est d'avis que les modifications proposées permettent de réduire le risque de défaut de paiement pour le Distributeur. **Elle approuve donc les demandes de modifications aux articles 9.2 et 9.7 des CDSÉ, telles que proposées par le Distributeur.**

Pratique d'affaires en matière de dépôt

[542] Le Distributeur a poursuivi ses discussions avec la FCEI en ce qui a trait aux pratiques d'affaires en matière de dépôt et a proposé à l'intervenante des modifications relatives au mode de gestion des dépôts exigés de ses membres. Lors de l'audience, la FCEI mentionne que les travaux ont très bien évolué²⁴⁸.

[543] **La Régie invite le Distributeur à poursuivre le dialogue avec la FCEI et lui demande de revenir avec une proposition, dans le prochain dossier tarifaire, afin que le dépôt exigé tienne compte du niveau de risque de défaut de paiement du client.**

Gestion du risque de crédit associé à la grande puissance

[544] Dans sa décision D-2011-024, la Régie prend en considération que, pour le Distributeur, sa grille d'analyse constitue un outil de gestion et que rien ne l'empêche de déposer en tout temps une demande de modification de cette grille s'il juge que la situation le requiert²⁴⁹.

²⁴⁷ Pièce C-UMQ-0007, p. 28 et 29.

²⁴⁸ Pièce A-0061, p. 192.

²⁴⁹ Dossier R-3733-2010, pièce A-7, p. 7, par. 23 et 28.

[545] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur souhaite mieux coordonner sa grille d'évaluation avec les cotes publiées par les agences de notation. En effet, il indique avoir constaté que ces agences émettent très rarement une cote inférieure à B- et, le cas échéant, que cette dernière est souvent accompagnée d'un avis de retrait de couverture de la part de l'agence. Notamment, il apparaît clairement que plus le risque augmente, moins la cote de crédit a de valeur pour l'entreprise cotée et moins l'agence de notation sera encline à effectuer un suivi²⁵⁰.

[546] Le Distributeur appuie sa demande par l'examen des données de l'étude publiée en février 2012 par la Stockholm School of Economics, la London Business School et la London School of Economics qui permet de constater que la répartition des cotes n'est pas uniforme. Notamment, les cotes CCC, CC et C étaient rarement émises et ne représentaient que 3,35 % de la population couverte. Le Distributeur estime que la grille d'évaluation du niveau de risque doit être adaptée à cette réalité²⁵¹.

[547] Le Distributeur propose de redéfinir les niveaux risqué et très risqué des agences Standard & Poor's et Moody's apparaissant à l'annexe VII des CDSÉ. Il propose également d'ajouter à ces cotes celles des agences de notation DBRS et Fitch, reconnues par la Nationally Recognized Statistical Rating Organization et couvrant les marchés canadien et international. Cet ajout permettra d'éviter le recours à l'évaluation du risque effectuée selon la grille du Distributeur lorsqu'un client dispose déjà d'une cote de crédit obtenue par ces deux agences²⁵².

[548] En parallèle, le Distributeur souhaite également modifier sa propre grille d'évaluation du risque de crédit et propose la grille suivante :

²⁵⁰ Pièce B-0046, p. 8.

²⁵¹ Pièce B-0046, p. 9.

²⁵² Pièce B-0046, p. 9 et 10.

TABLEAU 44
COTE ACCORDÉE PAR HYDRO-QUÉBEC
EN FONCTION DU TOTAL DE POINTS DU CLIENT

	A	B	C	D
Entreprise publique	de 9 à 19	de 20 à 28	de 29 à <u>33</u>	<u>34</u> et plus
Entreprise privée	de 6 à 13	de 14 à 19	de 20 à <u>22</u>	<u>23</u> et plus

(Les modifications sont soulignées.)

Source : Pièce B-0046, p. 10.

[549] Le Distributeur indique que, malgré cet ajustement, sa politique demeure moins contraignante que celle d'autres distributeurs d'électricité au Canada²⁵³.

[550] De plus, le Distributeur désire apporter des modifications à certaines définitions de l'article 2.1 de l'annexe VII des CDSÉ²⁵⁴.

[551] La première modification vise la définition des ratios d'endettement. Le Distributeur propose de considérer les améliorations locatives au point 7 de l'article 2.1 de l'annexe VII des CDSÉ. Il indique que l'inclusion des améliorations locatives dans l'évaluation du risque de crédit vise les entreprises qui engagent des dépenses en immobilisation pour la transformation de locaux dont elles ne sont pas propriétaires. Elle est requise en raison de la faible valeur financière des améliorations locatives, dans un contexte d'insolvabilité, par rapport à leur valeur comptable présentée aux états financiers²⁵⁵.

[552] Le Distributeur demande également d'ajouter les éléments qualitatifs suivants au point 10 de l'article 2.1 de l'annexe VII des CDSÉ :

- problèmes avec les autorités réglementaires;
- stade de croissance de l'entreprise (démarrage, croissance, déclin);
- importance du déficit actuariel du régime de retraite;
- dépendance économique;

²⁵³ Pièce B-0046, p. 10.

²⁵⁴ Pièce B-0046, p. 11.

²⁵⁵ Pièce B-0046, p. 11.

- importance des opérations entre apparentées;
- qualité du management en place;
- changement important à l'égard de la politique de dividende ou de distribution;
- qualité de l'information financière²⁵⁶.

[553] L'AQCIE/CIFQ souligne que :

« La décision D-2011-024 a été le fruit d'une analyse exhaustive de la problématique du crédit des clients grande puissance et a établi des conditions qui assurent un équilibre délicat entre les droits du Distributeur et les obligations de sa clientèle. À notre avis, cet équilibre ne doit pas être rompu sans la démonstration claire par le Distributeur de circonstances le justifiant, démonstration qui ne nous paraît pas avoir été faite de manière satisfaisante ici »²⁵⁷.

[554] L'AQCIE/CIFQ est d'avis que les nouveaux critères proposés en vue de l'établissement de la cote de crédit établie par le Distributeur paraissent dans l'ensemble être décrits dans des termes trop généraux et n'être pas justifiés par des difficultés particulières rencontrées par le Distributeur.

[555] Pour ce motif, l'AQCIE/CIFQ n'appuie pas la demande du Distributeur, sauf sur deux points, soit l'ajout des agences Fitch et DBRS à la liste des agences de notation et l'ajout d'un délai pour la production des informations financières.

[556] En outre, l'AQCIE/CIFQ indique que « [...] des abonnés au tarif M [...] ne paraissent pas avoir été consultés sur ce sujet comme ce fut le cas pour la clientèle grande puissance lors du dossier R-3733-2010 et comme c'est présentement le cas pour la clientèle petites entreprises représentée par la FCEI »²⁵⁸.

²⁵⁶ Pièce B-0046, p. 11.

²⁵⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0011, p. 1.

²⁵⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0011, p. 1 et 2.

[557] À cet égard, l'AQCIE/CIFQ est d'avis que les suggestions du Distributeur devraient faire l'objet d'un dossier spécifique, comme lors de l'établissement des règles relatives au risque de crédit de la clientèle grande puissance.

[558] La Régie retient des propos du Distributeur que les secteurs commercial et institutionnel vont relativement bien, alors qu'il n'en est pas de même pour le secteur industriel. Dans ce contexte, la Régie ne partage pas l'avis de l'AQCIE/CIFQ. Elle est plutôt d'avis qu'il est judicieux de modifier la grille d'évaluation de même que les critères pris en compte par le Distributeur pour l'évaluation du niveau de risque de crédit. Elle n'est également pas d'avis que cet ajustement risque de rompre l'équilibre de la situation antérieure, tel que l'AQCIE/CIFQ le prétend dans sa plaidoirie²⁵⁹.

[559] Ainsi, la Régie considère que le Distributeur agit de façon proactive en ajustant les modalités d'évaluation sur le risque de crédit, afin de ne pas augmenter le niveau des mauvaises créances.

[560] La Régie modifie donc les grilles d'évaluation du risque de crédit ainsi que l'annexe VII des CDSÉ, tel que le propose le Distributeur.

Ajout d'un délai pour fournir les informations financières

[561] L'article 11.10 des CDSÉ prévoit qu'en l'absence d'une cote de crédit attribuée à un client par une agence au cours des 12 derniers mois, le Distributeur effectue lui-même l'analyse de risque.

[562] Les CDSÉ ne prévoient actuellement aucun délai pour la transmission des informations demandées. Selon le Distributeur, cette situation cause parfois des retards importants dans le traitement du dossier pouvant entraîner une accumulation de la dette, sans qu'il lui soit possible d'utiliser les modalités de facturation propres aux clients risqués.

²⁵⁹ Pièce A-0067, p. 218.

[563] Le Distributeur demande de prévoir à l'article 11.10 un délai de 30 jours ouvrables, à compter de la demande écrite. Il propose alors d'insérer l'alinéa suivant entre les troisième et quatrième alinéas déjà existants.

« 11.10 [...]

Le client doit fournir à Hydro-Québec les informations financières requises pour que soit évalué le risque qu'il représente dans les 30 jours ouvrables de la date d'envoi de la demande écrite.

[...]

(Les ajouts sont soulignés.) »²⁶⁰.

[564] Il propose aussi de modifier le dernier paragraphe comme suit :

« Si le client ne se conforme pas à l'exigence prévue au 4^e alinéa du présent article ou encore s'il a fait défaut de payer une facture à l'échéance, tous les abonnements de grande puissance de ce client sont alors considérés comme des abonnements très risqués.

(Les ajouts sont soulignés.) »²⁶¹.

[565] Lors de l'audience, la FCEI se montre préoccupée par le court délai de 30 jours pour fournir les informations. Elle précise qu'auparavant, il n'y avait aucun critère en ce sens.

[566] Le Distributeur explique que l'introduction d'un délai pour fournir les informations financières permet d'être en mesure de faire l'analyse de risque d'un client le plus tôt possible alors que le client en question continue de consommer de l'électricité et accumule les sommes dues. Il indique avoir proposé un délai de 30 jours sur la base d'une période de facturation qui est normalement de 30 jours²⁶².

²⁶⁰ Pièce B-0046, p. 13.

²⁶¹ Pièce B-0046, p. 13.

²⁶² Pièce A-0061, p. 15 et 16.

[567] **Pour les motifs énoncés par le Distributeur, la Régie approuve la demande de modifications de l'article 11.10 des CDSÉ telles qu'indiquées aux paragraphes 563 et 564 de la présente décision.**

17.2 RÉVISION DE CERTAINES MODALITÉS RELATIVES À L'ALIMENTATION

17.2.1 PRÉCISIONS RELATIVES AUX DROITS DU DISTRIBUTEUR QUANT À L'ACCÈS AUX ÉQUIPEMENTS

[568] Le Distributeur demande à la Régie de modifier l'article 18.1 des CDSÉ en y ajoutant un alinéa entre les premier et deuxième alinéas existants. L'article 18.1 des CDSÉ se lit actuellement comme suit :

« 18.1 Hydro-Québec doit pouvoir installer, gratuitement, sur la propriété à desservir, à des endroits faciles d'accès et sécuritaires et convenus avec le requérant, tous les équipements nécessaires au service, à la livraison, au contrôle et au mesurage de l'électricité, incluant les équipements de la ligne si une partie de celle-ci sert à l'alimentation électrique de cette propriété.

Hydro-Québec doit avoir gratuitement le droit d'usage du tréfonds pour l'installation, le maintien, le raccordement, l'exploitation, la modification et le prolongement, l'utilisation et l'entretien des équipements de la ligne d'Hydro-Québec et le droit de sceller tout point permettant un accordement en amont de l'appareillage de mesurage ».

[569] Selon l'interprétation apportée par la Régie jusqu'à maintenant, le Distributeur souligne que cet article lui permet de déployer, d'entretenir et d'exploiter le réseau de distribution seulement lorsque la demande provient d'un requérant.

[570] Par les modifications proposées, le Distributeur souhaite que les droits d'accès, prévus à l'article 18.1 des CDSÉ, s'appliquent tant à une propriété qui requiert une alimentation électrique qu'à celles déjà desservies, lorsqu'il juge que des travaux sont nécessaires. Il justifie cette demande parce qu'il doit fréquemment intervenir sur ses équipements dans le cadre de l'exploitation de son réseau, pour des raisons de sécurité, de pérennité ou de bonne gestion des installations²⁶³.

[571] Le Distributeur précise que les équipements nécessaires à l'exploitation ou la sécurité du réseau sont, de façon non exhaustive, les suivants :

- appareillage de mesurage;
- appareils de sectionnement;
- appareils de protection (par exemple, sectionneur);
- appareils de transformation;
- indicateurs de défaut;
- batteries de condensateurs;
- transformateurs de tension télé surveillés²⁶⁴.

[572] Il mentionne également intervenir environ 200 000 fois par année sur le réseau pour réaliser différentes interventions en terme de maintien ou d'ajout d'équipements, par exemple, pour répondre à une augmentation de la charge²⁶⁵. Ces interventions sont effectuées afin de permettre aux clients d'avoir une alimentation fiable et de qualité, avec un bon indice de continuité²⁶⁶.

²⁶³ Pièce B-0046, p. 14.

²⁶⁴ Pièce B-0095, p. 12.

²⁶⁵ Pièce A-0059, p. 159.

²⁶⁶ Pièce A-0059, p. 166.

[573] Au soutien de sa demande, le Distributeur indique que l'acquisition systématique de servitudes, de même que la gestion et le traitement de celles-ci, occasionneraient non seulement des coûts considérables, mais également un allongement des délais de réponse aux demandes d'alimentation. Tenant compte d'environ 40 000 demandes d'alimentation annuellement, le Distributeur estime qu'il n'est pas souhaitable que ces coûts soient assumés par l'ensemble de la clientèle. De même, il juge que le recours à l'expropriation prévu à la *Loi sur Hydro-Québec*²⁶⁷ n'est généralement pas une solution réaliste et raisonnable pour des interventions mineures sur son réseau²⁶⁸.

[574] Dans le cadre des dossiers de plainte portés à la Régie, le Distributeur a souligné à diverses reprises que l'article 18.1 des CDSÉ devrait s'appliquer, même lorsqu'il est l'initiateur des travaux. Sa position est fondée sur le fait que le statut de requérant, au sens des CDSÉ, est maintenu tant que la propriété du client continue d'être desservie par le réseau d'électricité. Toutefois, cette interprétation n'ayant pas prévalu jusqu'à présent, le Distributeur indique que cela l'a obligé à annuler des projets, à verser des compensations financières ou encore à choisir d'autres solutions plus coûteuses. Il souhaite bénéficier des mêmes droits d'accès, quelle que soit l'origine de la demande, pour tous les travaux qu'il juge pertinents pour la sécurité, la pérennité et la bonne gestion de son réseau de distribution²⁶⁹.

[575] Selon le Distributeur, les décisions antérieures de la Régie en matière de plaintes ne lui permettent pas de prolonger ni d'entretenir son réseau, après la mise sous tension initiale, afin de répondre notamment aux nouvelles normes d'exploitation. Il poursuit, en ajoutant :

« Il n'y a aucune raison valable pour que les besoins d'alimentation soient considérés uniquement lors de la mise sous tension initiale, sans possibilité d'évolution future pour ajouter des équipements requis, par exemple, pour répondre à la croissance de la charge dans certains quartiers ou tenir compte de l'évolution des normes de construction et d'exploitation du réseau »²⁷⁰.

²⁶⁷ L.R.Q. c. H-5.

²⁶⁸ Pièce B-0046, p. 15.

²⁶⁹ Pièce B-0046, p. 15.

²⁷⁰ Pièce B-0088, p. 109.

[576] En réplique, le Distributeur souligne le fait que limiter l'application de l'article 18.1 des CDSÉ uniquement au requérant initial est illogique :

« Comme vous le savez, 18.1 nous indique que le requérant doit nous donner accès, doit nous donner les droits pour s'installer chez lui. Et la deuxième relation, bien, c'est la relation en continu avec l'abonné. [...] On ne peut pas avoir le droit de s'installer puis, après ça, ne plus avoir le droit d'y aller alors qu'on demeure responsable de l'alimentation »²⁷¹.

[577] Dans le cadre du dossier R-3535-2004, le Distributeur demandait d'introduire l'article 18.1 des CDSÉ afin de clarifier les conditions de service quant à la mise en place et au maintien des infrastructures sur la propriété privée. Selon lui, l'intention de la Régie, dans sa décision D-2006-116²⁷², était d'appliquer l'article 18.1 aux futures propriétés à alimenter, de même qu'à celles déjà desservies. La Régie désirait cependant maintenir l'obligation du Distributeur de devoir convenir avec le client de l'emplacement des équipements²⁷³.

[578] En conséquence, le Distributeur propose l'insertion de l'alinéa suivant à l'article 18.1 des CDSÉ, entre les premier et deuxième alinéas existants :

« 18.1 [...]

Hydro-Québec doit également pouvoir installer les mêmes équipements après la mise sous tension initiale de l'installation électrique, à des endroits faciles d'accès, sécuritaires et convenus avec le client ou le propriétaire de l'installation électrique, selon le cas. Toutefois, aucune entente n'est requise pour l'ajout ou le remplacement d'équipements sur le réseau existant qui sont nécessaires pour l'exploitation ou la sécurité du réseau d'Hydro-Québec de même que pour le mesurage de l'électricité ou pour l'alimentation d'une installation électrique si l'impact de l'ajout ou du remplacement est raisonnable dans les circonstances »²⁷⁴.

²⁷¹ Pièce A-0072, p. 73 à 75.

²⁷² Dossier R-3535-2004, décision D-2006-116, p. 33 et 34.

²⁷³ Pièce B-0046, p. 14 et 15.

²⁷⁴ Pièce B-0046, p. 16.

[579] L'ACEFO recommande à la Régie de refuser la demande de modification de l'article 18.1 des CDSÉ du Distributeur. L'intervenante soumet que la preuve présentée au dossier par le Distributeur au soutien de cette demande est insuffisante et que, sur cette base, elle devrait être rejetée²⁷⁵. L'ACEFO soutient également que la Régie n'a pas le pouvoir de permettre au Distributeur, par le biais des CDSÉ, d'avoir un droit d'accès à la propriété des consommateurs pour faire des modifications aux équipements du réseau. En effet, il s'agit, selon l'intervenante, d'un pouvoir qui consiste à modifier un droit de propriété et que ce pouvoir revient au législateur et non à la Régie.

[580] En lien avec le déploiement des CNG et de l'IMA, l'ACEFO indique ce qui suit :

« [...] la sécurité et la pérennité du réseau ne semblent aucunement menacées si la mention de mesurage de l'électricité disparaît du paragraphe inséré à l'article 18.1 »²⁷⁶.

[581] En référence à l'offre de base de mesurage du Distributeur et à l'option de retrait disponible depuis le déploiement des CNG et de l'IMA, l'ACEFO indique être d'avis que :

« [l]a proposition du Distributeur d'associer le mesurage de l'électricité à la sécurité et à la bonne gestion du réseau pourrait implicitement rendre caduc le choix de ces clients si le Distributeur y avait recours afin d'installer l'IMA sur un poteau qui se trouve sur le terrain du client »²⁷⁷.

[582] Dans ces circonstances, l'ACEFO n'est pas convaincue de l'utilité de faire référence au mesurage de l'électricité au paragraphe inséré à l'article 18.1 des CDSÉ. Il y a lieu d'éviter que le Distributeur ait la possibilité d'apporter des modifications à l'équipement de mesurage sans le consentement d'un client qui aurait notamment exercé l'option de retrait²⁷⁸.

²⁷⁵ Pièce A-0067, p. 109.

²⁷⁶ Pièce C-ACEFO-0008, p. 29.

²⁷⁷ Pièce C-ACEFO-0008, p. 29.

²⁷⁸ Pièce C-ACEFO-0008, p. 29 et 30.

[583] OC estime que le Distributeur n'a pas démontré que la situation avait changé de manière significative depuis l'introduction de l'article 18.1 aux CDSÉ en 2006²⁷⁹. De plus, l'intervenante constate que le Distributeur ne semble pas en mesure d'évaluer l'ampleur monétaire de la problématique soulevée ainsi que les délais qui y sont associés. Le Distributeur a d'ailleurs indiqué qu'il ne collige pas de données aussi détaillées²⁸⁰.

[584] OC soutient que la modification proposée par le Distributeur introduit des situations où les clients pourraient entamer, en cas d'insatisfaction par rapport à l'équipement installé, des démarches auprès du service à la clientèle du Distributeur ainsi que devant la Régie, après avoir constaté l'installation de l'équipement. Dans la mesure où la Régie donnerait raison au client, le Distributeur devrait le dédommager ou procéder à une deuxième installation du même équipement, ce qui pourrait engendrer des coûts supplémentaires à la situation actuelle²⁸¹.

[585] OC est d'avis qu'il n'apparaît pas souhaitable de conférer au Distributeur le pouvoir de déterminer à lui seul le caractère raisonnable d'un ajout ou d'une modification d'équipements. L'intervenante milite en faveur de :

« [...] conserver un équilibre quant aux droits de la clientèle, particulièrement puisque ceux-ci relèvent d'un droit fondamental, le droit à la propriété. De plus, d'un point de vue plus général, il peut être dans l'intérêt du Distributeur [...] de mieux identifier les besoins de la clientèle conformément aux bonnes pratiques d'affaires »²⁸².

[586] En conclusion, OC estime que :

« [...] le Distributeur n'a pas rencontré le fardeau de la preuve démontrant la nécessité d'apporter la proposition suggérée à l'article 18.1. OC recommande donc de ne pas accepter la proposition du Distributeur. Par ailleurs, il pourrait être souhaitable que la Régie se penche davantage sur le besoin de fournir une assistance aux clients qui déposent une plainte devant la Régie. Une telle assistance pourrait augmenter l'efficacité et réduire les coûts associés au processus de plaintes devant de la Régie »²⁸³.

²⁷⁹ Pièce C-OC-0007, p. 13.

²⁸⁰ Pièce C-OC-0007, p. 12.

²⁸¹ Pièce C-OC-0007, p. 13.

²⁸² Pièce C-OC-0007, p. 13.

²⁸³ Pièce C-OC-0007, p. 14.

[587] L'UC note que le libellé du paragraphe proposé accorde un pouvoir sans limite au Distributeur d'intervenir sur le terrain d'un propriétaire puisqu'aucune entente n'est requise et que le terme raisonnable peut être très élastique dans son application. Ainsi, « *UC comprend que le Distributeur préférerait intervenir là où il le souhaite et comme il le souhaite tout en faisant abstraction de tout droit de propriété* »²⁸⁴.

[588] L'UC soutient qu'il n'y a pas d'équivalent au premier alinéa de l'article 30 de la *Loi sur Hydro-Québec* en ce qui a trait aux propriétés privées. Ainsi, l'intervenante indique que si le Distributeur doit s'entendre avec les municipalités, il est d'autant plus important qu'il conserve son obligation de s'entendre avec les propriétaires. Selon elle, le Distributeur n'a pas établi clairement l'étendue et l'existence de la problématique à laquelle il ferait face.

[589] L'UC soumet que la Régie n'a pas le pouvoir de concéder le type de droit sur la propriété et les droits civils que recherche le Distributeur. La juridiction de la Régie ne s'étend pas au droit d'expropriation ou son équivalent et elle ne peut modifier les règles prévues au *Code civil du Québec*. La Régie ne peut permettre que les CDSÉ viennent modifier le droit à la propriété consigné au *Code civil du Québec*.

[590] L'UC soulève également que si la Régie approuve la modification proposée par le Distributeur, les clients se retrouveraient :

*« démunis devant la violation de leur propriété si ce n'est que de demander à la Régie de trancher sur le caractère raisonnable des travaux dans le cadre d'un éventuel dossier de plainte. [note de bas de page omise] Pour ces cas, il faudrait se demander si le Distributeur exécutera les travaux litigieux d'abord tout en laissant les clients lésés s'adresser à la Régie pour déterminer, le cas échéant, les indemnités possibles ou s'il attendra les décisions de la Régie avant de commencer les travaux. Dans le premier cas, les clients risquent souvent d'être perdants; dans le second, le temps nécessaire au traitement des plaintes risque de paralyser des travaux sur le réseau »*²⁸⁵.

²⁸⁴ Pièce C-UC-0017, p. 8 et 9 (Code civil du Québec, art. 947).

²⁸⁵ Pièce C-UC-0017, p. 9 et 10.

[591] L'UC soutient que la jurisprudence de la Régie jusqu'à ce jour est à l'effet que le processus de plainte ne lui permet pas de déterminer des montants de dommages ou une compensation pour le client, même si la Régie décidait que l'ajout ou le remplacement d'un équipement n'est pas raisonnable ou encore si elle en venait à la conclusion que le Distributeur n'a pas raisonnablement tenté de convenir d'un emplacement avec le client. Le client doit alors se tourner vers les tribunaux judiciaires pour obtenir des dommages ou une compensation.

[592] Enfin, selon l'UC, la proposition du Distributeur transfère le fardeau de la preuve au propriétaire et libère le Distributeur de l'obligation de négocier avec lui. L'intervenante indique aussi qu'un tel processus obligerait les propriétaires à défendre leurs droits de propriété, d'engager des coûts et ne serait pas équitable pour eux²⁸⁶.

[593] Comme l'ACEFO, l'UC se demande aussi si la référence aux équipements de mesurage de l'électricité est en lien avec les routeurs nécessaires à l'IMA avancé du projet LAD.

[594] Pour ces raisons, l'UC demande à la Régie de refuser la proposition du Distributeur à l'égard de l'article 18.1 des CDSÉ.

Opinion de la Régie

[595] Considérant les positions émises par certains intervenants, la Régie juge opportun de déterminer quelle est l'étendue de sa juridiction en matière de conditions de distribution d'électricité.

²⁸⁶ Pièce C-UC-0017, p. 10.

[596] Avant d'examiner de façon spécifique les dispositions législatives et réglementaires applicables, il est utile de faire un bref rappel de la qualification de la Régie, sa mission, ses fonctions ainsi que de certains principes de droit administratif.

[597] Selon la Cour supérieure du Québec, dans l'affaire *Action Réseau Consommateur c. P.G. Québec*, la Régie n'est pas un tribunal administratif au sens strict, mais plutôt un organisme de régulation à caractère multifonctionnel, c'est-à-dire qui remplit des fonctions législatives, administratives et quasi-judiciaires²⁸⁷. Cette distinction est significative, comme l'expriment les auteurs du rapport Garant sur la réforme de la justice administrative :

« Il ne s'agit pas de tribunaux chargés de dire le droit en tranchant des litiges opposant des parties à un débat contradictoire, mais d'organismes dont la mission essentielle en est une de régulation économique et sociale ou de surveillance et de contrôle d'un secteur de l'activité économique, culturelle, professionnelle et sociale [...] »²⁸⁸. [nous soulignons]

[598] De la même façon, les auteurs Issalys et Lemieux distinguent les organismes de régulation des tribunaux administratifs au sens strict :

« Tribunaux administratifs et organismes de régulation se distinguent en ce que les premiers sont des organes strictement juridictionnels, appliquant des normes juridiques préexistantes et objectives à des situations de fait, alors que les seconds appliquent à la fois des normes objectives et subjectives (par exemple "l'intérêt public"), quelquefois extrajuridiques »²⁸⁹. [nous soulignons]

²⁸⁷ *Action Réseau Consommateur c. P.G. Québec*, C.S., 6 juin 2000, p. 23 et 24.

²⁸⁸ *Rapport du groupe de travail sur certaines questions relatives à la réforme de la justice administrative* (Rapport Garant), Québec, ministère de la Justice, 1994, p. 112, cité dans *Solunac c. Hydro-Québec*, Cour du Québec, 6 mars 2001, p. 8.

²⁸⁹ P. Issalys et D. Lemieux, *L'Action gouvernementale*, 3^e édition, Cowansville, Les Éditions Yvon Blais, 2009, p. 452.

[599] La Cour d'appel donne des indications pertinentes sur la distinction entre un tribunal administratif et un organisme de régulation dans une affaire impliquant la Régie des marchés agricoles et alimentaires, un organisme de régulation à caractère multifonctionnel, de nature similaire à la Régie :

« La Régie est un organisme tout à la fois régulateur, puisqu'elle doit favoriser une mise en marché efficace et ordonnée des produits agricoles et alimentaires (article 5) [...] en tenant compte des intérêts des consommateurs et de la protection de l'intérêt public »²⁹⁰. [nous soulignons]

[600] Qualifier la Régie d'organisme de régulation économique et la distinguer des tribunaux administratifs au sens strict n'est pas sans pertinence, surtout lorsqu'il est question de déterminer l'étendue de sa compétence. Comme le mentionne les auteurs Issalys et Lemieux, les organismes de régulation économique sont investis des trois grandes fonctions de l'État. Ils jouent en quelque sorte, pour le secteur d'activités relevant de leur compétence, le rôle d'un « *appareil d'État en miniature* »²⁹¹. Ils ajoutent :

« Du fait de leur mission de surveillance continue d'un secteur d'activité économique, les organismes de régulation disposent de pouvoirs beaucoup plus étendus que les tribunaux administratifs. Cette mission déborde largement le cadre de la fonction juridictionnelle. L'organisme de régulation ne se borne pas à statuer, comme le fait typiquement un tribunal administratif ou judiciaire, à la demande de l'une des parties à une contestation portant sur la manière d'appliquer une règle de droit à une situation relativement aisée à circonscrire. Il est appelé à décider de questions plus ouvertes, en tenant compte d'un contexte factuel plus large et plus mobile, sur la base de règles qui ne sont pas toutes des normes juridiques et qui, même lorsqu'elles en sont, demeurent souvent très souples. L'encadrement des pouvoirs discrétionnaires de l'organisme est donc, dans bien des cas, assez faible »²⁹².

[nous soulignons]

²⁹⁰ *RMMAQ c. Fédération des producteurs de porcs du Québec*, J.E. 97-1356 (C.A.), autorisation de pourvoi à la Cour suprême rejetée (C.S. Can., 1998-04-30) 26256, cité avec approbation dans *Syndicat des producteurs de bois de la Gaspésie c. Damabois et al.*, Cour d'appel, 21 juin 2010, p. 3.

²⁹¹ P. Issalys et D. Lemieux, *L'Action gouvernementale*, 3^e édition, Cowansville, Les Éditions Yvon Blais, 2009, p. 453.

²⁹² P. Issalys et D. Lemieux, *L'Action gouvernementale*, 3^e édition, Cowansville, Les Éditions Yvon Blais, 2009, p. 460.

[601] Une autre conséquence de la classification de la Régie parmi les organismes de régulation économique est que son caractère multifonctionnel emporte une « *nécessaire liberté d'action* » et une autonomie réelle²⁹³. Le professeur Garant écrit :

*« Pourquoi enlever au ministre responsable la régulation d'un secteur quelconque de la vie économique et sociale dans un contexte qui requiert l'intervention poussée de l'État? La réponse à cette question devrait être fort différente suivant qu'on la pose en 2010 ou il y a 35 ou 40 ans. Alors qu'en Angleterre et en France le législateur confiait aux ministères traditionnels la responsabilité et l'exécution de ces tâches nouvelles, le législateur, tant aux États-Unis qu'au Canada, confia souvent ces tâches à des organismes paraministériels qu'on a voulus les plus indépendants possible du gouvernement, des cours de justice et même du Parlement »*²⁹⁴.

[602] D'ailleurs, au sujet de l'autonomie de la Régie, la Cour supérieure s'est déjà exprimée en ces termes :

*« Comme le gouvernement et les intervenants l'ont déjà reconnu, la crédibilité de la Régie de l'énergie, en tant qu'organisme de régulation économique impartial, est directement tributaire de (a) la transparence du processus de fixation des tarifs, ainsi que (b) l'autonomie dont elle jouit en vertu de sa loi constitutive »*²⁹⁵.

[603] Vu ce qui précède, la Régie conclut que sa classification en tant qu'organisme de régulation économique à caractère multifonctionnel, autonome et indépendant, donne à sa compétence toute l'étendue voulue afin qu'elle puisse exercer le rôle de régulation, de surveillance et de contrôle qui lui est confié dans le secteur de l'énergie. Elle doit ainsi prendre en considération l'ensemble de ses fonctions pour déterminer l'étendue de sa juridiction à l'égard des conditions de distribution d'électricité.

[604] En tenant compte de ce contexte général et des règles d'interprétation applicables, la Régie examine les dispositions législatives spécifiques qui lui donnent compétence en matière de conditions de distribution d'électricité.

²⁹³ D. Lemieux, *Justice administrative : loi annotée*, Publications CCH, Farnham, 1997, p. 66 cité dans *Solunac c. Hydro-Québec*, p. 20.

²⁹⁴ P. Garant, *Droit administratif*, 6^e édition, Cowansville, Les Éditions Yvon Blais, 2010, p. 102 et 103.

²⁹⁵ *Action Réseau Consommateur c. P.G. Québec, C.S.*, 6 juin 2000, p. 40.

[605] C'est la méthode contextuelle qui doit guider la Régie dans son rôle d'interprète des lois qui relèvent de sa juridiction, comme nous l'enseigne la Cour suprême du Canada :

« Le sens ordinaire et grammatical du texte [...] n'est toutefois pas déterminant, car notre Cour rejette depuis longtemps la méthode littérale d'interprétation des lois. Il faut considérer l'al. [...] dans son contexte global, c'est-à-dire examiner l'historique de la disposition, sa place dans l'économie générale de la Loi, l'objet de la Loi elle-même ainsi que l'intention du législateur tant dans l'adoption de la Loi tout entière que dans l'adoption de cette disposition particulière »²⁹⁶.

[606] Dans l'arrêt *Glykis*, la juge Marie Deschamps, de la Cour suprême du Canada, confirme cette approche :

« La méthode d'interprétation des textes législatifs est bien connue. La disposition législative 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. Cette méthode, énoncée à l'occasion de l'analyse de textes législatifs, s'impose, avec les adaptations nécessaires, pour l'interprétation de textes réglementaires »²⁹⁷.

[607] Dans une décision où la Cour d'appel a eu à interpréter des dispositions de la Loi, le tribunal précise qu'il faut rechercher une interprétation qui soit conforme à l'esprit de la loi, à sa structure, à son objectif et à la mission confiée à la Régie²⁹⁸. Ainsi, pour déterminer l'étendue de la juridiction de la Régie en matière de conditions de distribution d'électricité, il est nécessaire de considérer le contexte législatif global, la mission confiée à la Régie de même que l'historique du texte des CDSÉ.

[608] À cet égard, dans l'arrêt *Domtar inc. c. Produits Kruger ltée*, la Cour d'appel du Québec souligne que « [...] l'économie générale de la loi [la Loi] qui, entre autres choses, confie à la Régie de l'énergie, en termes fort explicites, toute régulation de la distribution et du transport de l'électricité au Québec. [...] Il faut interpréter les pouvoirs conférés à la Régie de manière à ce que celle-ci puisse exercer ses fonctions et user pleinement de la compétence qui lui est dévolue par le législateur »²⁹⁹.

²⁹⁶ *Chieu c. Canada (MCI)* [2002] 1 R.C.S., p. 104.

²⁹⁷ *Glykis c. Hydro-Québec*, [2004] 3 R.C.S., p. 289.

²⁹⁸ *Domtar inc. c. Produits Kruger ltée*, 2010 QCCA 1934 (CanLII), par. 38.

²⁹⁹ 2010 QCCA 1934 (CanLII), par. 35.

[609] La Régie doit interpréter les dispositions législatives et réglementaires applicables à sa compétence en matière de conditions de distribution d'électricité en tenant compte de ces enseignements des tribunaux judiciaires.

[610] Comme la Régie l'a précisé à plusieurs reprises, elle n'a pas de compétence inhérente, mais seulement une compétence d'attribution. En matière de conditions de distribution d'électricité, la compétence de la Régie origine à la fois des articles 31 (1) (1⁰) et 164 de la Loi et de l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*.

[611] Ces articles se lisent comme suit :

Loi sur la Régie de l'énergie

« 31. La Régie a compétence exclusive pour :

1^o fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné; »

[nous soulignons]

« 164. Les règlements et les contrats pris en vertu de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) avant le 2 mai 1998 conservent leur effet jusqu'à leur abrogation, leur modification ou leur remplacement par un règlement, contrat, décision ou ordonnance pris en vertu de la présente loi ».

Loi sur Hydro-Québec

« 22.0.1 Les tarifs et conditions auxquels l'énergie est distribuée sont fixés par la Régie [...] ». [nous soulignons]

[612] En vertu de ces dispositions, le législateur a clairement donné compétence à la Régie pour fixer ou modifier les conditions auxquelles l'électricité est distribuée. La Régie constate que les termes utilisés sont suffisamment larges pour lui permettre de prévoir toutes conditions nécessaires aux fins de l'alimentation en électricité, ce qui pourrait inclure des restrictions au droit de propriété dans la mesure où ceux-ci serait jugés nécessaires à la distribution et la livraison d'électricité chez un client.

[613] Tout comme la Régie le précisait dans sa décision D-2006-116, cette juridiction en matière de conditions de distribution d'électricité découle de la prestation de service du Distributeur à son client et elle :

« [...] s'exerce dans la mesure où le client, propriétaire ou locataire, est alimenté ou requiert l'alimentation. Les conditions de distribution comprennent toutes les activités relatives à l'installation, au maintien, au raccordement, à l'exploitation, à la modification, au prolongement, à l'utilisation et à l'entretien des infrastructures réglementées puisqu'elles sont nécessaires à la prestation du service du Distributeur »³⁰⁰.

[614] Avant que cette compétence soit accordée à la Régie, c'est Hydro-Québec qui fixait par règlements les tarifs et les conditions de fourniture. Ces règlements étaient ensuite soumis à l'approbation du gouvernement du Québec. Les règlements d'Hydro-Québec en vigueur au 1^{er} mai 1998, soit lors de la création de la Régie, étaient les suivants :

- *Règlement numéro 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*³⁰¹ (le Règlement 634);
- *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*³⁰²;
- *Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*³⁰³.

[615] En vertu de l'article 164 de la Loi qui prévoit que « [l]es règlements et les contrats pris en vertu de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) avant le 2 mai 1998 conservent leur effet jusqu'à leur abrogation, leur modification ou leur remplacement par un règlement, contrat, décision ou ordonnance pris en vertu de la présente loi », la Régie a remplacé le Règlement 634 par sa décision D-2008-028³⁰⁴ et approuvé le premier texte des CDSÉ.

³⁰⁰ Dossier R-3535-2004, décision D-2006-116, p. 34.

³⁰¹ (1996) 128 G.O. II, 2998.

³⁰² (1997) 129 G.O. II, 1248.

³⁰³ (1998) 130 G.O. II, 2261.

³⁰⁴ Dossier R-3535-2004 Phase 3.

[616] Il faut noter qu'en vertu des articles 53 et 54 de la Loi, les CDSÉ sont d'ordre public et constituent ainsi des normes de référence pour le traitement des plaintes adressées à la Régie contre le Distributeur. Par conséquent, la Régie est d'avis que les CDSÉ sont des textes réglementaires puisqu'elles imposent des règles de conduite, s'appliquent à un nombre indéterminé de personnes et ont force de loi, tel qu'elle le précisait dans sa décision D-2008-042³⁰⁵.

[617] L'article 18.1 des CDSÉ, pour lequel le Distributeur demande une modification, a été approuvé par la Régie le 6 mars 2008 dans sa décision D-2008-028³⁰⁶ et son contenu n'a pas été modifié depuis. Il regroupait alors les éléments antérieurement contenus aux articles 40 et 60 du Règlement 634. Ces articles se lisaient comme suit :

« 40. Hydro-Québec doit pouvoir installer, gratuitement, sur la propriété à desservir, à des endroits faciles d'accès et sécuritaires, des circuits, des poteaux et des équipements qui appartiennent à Hydro-Québec et qui sont nécessaires au branchement et au réseau si une partie de celui-ci sert à l'alimentation électrique de cette propriété.

Hydro-Québec doit également obtenir gratuitement le droit à l'usage du tréfonds pour l'installation, l'entretien, le raccordement et le maintien de ces circuits, poteaux et équipements ».

« 60. Doivent être mises gratuitement à la disposition d'Hydro-Québec les installations appropriées pour lui permettre d'installer, sur la propriété desservie, à des endroits faciles d'accès, sécuritaires et convenus avec Hydro-Québec, les équipements d'Hydro-Québec nécessaires au service, à la livraison, au contrôle et au mesurage de l'électricité, y compris les points de raccordement et de livraison.

Hydro-Québec doit avoir gratuitement le droit à l'usage du tréfonds pour l'installation, le maintien, le raccordement, l'exploitation, l'utilisation et l'entretien des équipements d'Hydro-Québec et le droit de sceller tout point permettant un raccordement avant mesurage ».

[nous soulignons]

³⁰⁵ Dossier R-3535-2004 Phase 3, p. 3.

³⁰⁶ Dossier R-3535-2004 Phase 3.

[618] L'article 40 du Règlement 634 portait sur les futures propriétés à alimenter. Il accordait au Distributeur le droit d'installer gratuitement sur ces propriétés les équipements nécessaires au branchement et au réseau si une partie de celui-ci servait à l'alimentation électrique de ces propriétés. L'article 60 du Règlement 634 visait, quant à lui, les propriétés déjà desservies. Il accordait notamment au Distributeur le droit d'installer sur ces propriétés les équipements nécessaires au service, à la livraison, au contrôle et au mesurage de l'électricité.

[619] Compte tenu du fait que la Régie avait interprété de manière restrictive les dispositions de l'article 60 du Règlement 634 alors en vigueur, dans le cadre de dossiers de plaintes³⁰⁷, le Distributeur a alors proposé à la Régie, dans le dossier R-3535-2004, d'ajouter les mots « modifier » et « prolonger » au nouvel article 18.1 des CDSÉ³⁰⁸.

[620] Dans sa décision D-2006-116, la Régie a accueilli la proposition du Distributeur, qui consistait à fusionner les articles 40 et 60 du Règlement 634 en un seul article et a accepté le texte qu'il a proposé. Cependant, la Régie lui a demandé d'ajouter l'obligation de convenir avec le client de l'emplacement des équipements³⁰⁹. La présente formation convient, tout comme le souligne le Distributeur, que la Régie, dans cette décision, n'a pas choisi de limiter l'application du nouvel article 18.1 des CDSÉ aux seules propriétés à desservir.

[621] Par la suite, l'article 18.1 des CDSÉ a été interprété par la Régie dans le cadre de certaines décisions en matière de plaintes qui ont eu pour effet de limiter son application uniquement aux personnes qui demandent le service d'électricité ou requiert que des travaux liés à ce service soient effectués³¹⁰.

[622] La présente formation partage l'opinion du Distributeur soutenant qu'il n'est pas logique de lui accorder le droit d'installer sur la propriété à desservir les équipements nécessaires au service et de ne pas lui donner le droit d'y avoir accès et d'intervenir lorsque vient le temps d'assurer leur maintenance, compte tenu qu'il demeure responsable de l'alimentation³¹¹.

³⁰⁷ Dossier P-110-896R, décision D-2004-83 et dossier P-110-986, décision D-2004-104.

³⁰⁸ Pièce B-0088, p. 107.

³⁰⁹ Dossier R-3535-2004, décision D-2006-116, p. 34.

³¹⁰ Dossier P-110-1680, décision D-2010-002, p. 8, par. 31.

³¹¹ Pièce A-0072, p. 73 à 75.

[623] L'ajout des notions de « modification » et de « prolongement » à l'article 18.1 des CDSÉ n'a de sens que si la disposition s'applique non seulement lors de l'alimentation initiale mais aussi en cours d'abonnement.

[624] Par ailleurs, la Régie note que le gouvernement du Québec, en approuvant le Règlement 634, avait déjà accordé au Distributeur le droit d'installer les équipements nécessaires au service tant sur les propriétés privées déjà alimentées que celles requérant le service d'électricité. De même, au Règlement 634, la notion d'équipements nécessaires à l'alimentation électrique d'une propriété s'étendait aux équipements du réseau si une partie de celui-ci servait à l'alimentation.

[625] La Régie est d'avis qu'en adoptant les articles 31 (1) (1^o) et 164 de la Loi ainsi que l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*, le législateur donnait, notamment, le pouvoir à la Régie de modifier ou de remplacer le Règlement 634 par une décision. Par la même occasion, le législateur lui donnait le pouvoir de fixer des conditions de distribution similaires à celles prévues dans ce règlement.

[626] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie est d'avis qu'elle a juridiction pour reconnaître au Distributeur le droit d'installer, sur les propriétés à desservir ou celles déjà desservies, les équipements nécessaires à l'alimentation électrique, incluant les équipements de la ligne si une partie de celle-ci sert à l'alimentation électrique de la propriété. L'installation de ces équipements, leur entretien et leur modification lors de l'alimentation initiale autant qu'en cours d'abonnement afin d'assurer la sécurité, la pérennité et la bonne gestion du réseau de distribution sont considérées par la Régie comme des conditions nécessaires à l'alimentation et à la distribution de l'électricité. Cette interprétation s'appuie sur la qualification de la Régie à titre d'organisme de régulation économique. Elle est conforme à sa mission enchâssée à l'article 5 de la Loi et à l'économie générale de la Loi qui confie à la Régie, en termes fort explicites, toute la régulation de la distribution et du transport de l'électricité au Québec, comme le mentionnait la Cour d'appel dans l'affaire *Domtar inc. c. Produits Kruger ltée*³¹².

[627] Cependant, la Régie tient à préciser que cette juridiction s'exerce dans le cadre du contrat réglementé entre le Distributeur et son client et se limite aux équipements nécessaires au service de distribution d'électricité, incluant les équipements de la ligne si une partie de celle-ci sert à l'alimentation électrique de la propriété.

³¹² 2010 QCCA 1934 (CanLII), par. 32.

[628] Par conséquent, l'installation par le Distributeur sur une propriété privée d'équipements qui ne répondent pas à ces critères ne sont pas couverts par les dispositions des CSDÉ. Dans ces circonstances et en l'absence de dispositions législatives spécifiques, le Distributeur doit procéder par voie d'expropriation ou par l'acquisition d'une servitude.

[629] Par exemple, en vertu de l'article 30 de la *Loi sur Hydro-Québec*, le législateur permet au Distributeur d'installer ses équipements le long de tout chemin public. Une telle autorisation législative est nécessaire puisque le Distributeur doit installer ses équipements sur le terrain de municipalités avec lesquelles il n'a pas de relation contractuelle. En ce sens, la Régie est d'accord avec certains intervenants lorsqu'ils affirment que le droit de propriété est consacré tant dans le *Code civil du Québec* que dans la *Charte québécoise des droits et libertés* et que, pour restreindre ce droit, il faut une source juridique.

[630] Cependant, la restriction au droit de propriété en cause dans le présent dossier s'inscrit dans le cadre du contrat réglementé qu'est le texte des CDSÉ que la Régie peut fixer en vertu des articles 31 (1) (1⁰) et 164 de la Loi ainsi que de l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Tel que mentionné précédemment, en adoptant l'article 164 de la Loi, le législateur a donné compétence à la Régie pour fixer des conditions de distribution similaires à celles qui était prévues au Règlement 634 alors en vigueur.

[631] Si la Régie suivait le raisonnement des intervenants qui contestent sa juridiction pour fixer les conditions de distribution proposées par le Distributeur sous prétexte que ces conditions portent atteintes au droit de propriété, plusieurs dispositions des CDSÉ seraient illégales, dont l'actuel article 18.1.

[632] Par exemple, l'article 18.2 des CDSÉ prévoit que le client ne peut installer une piscine, une dépendance, une plateforme ou une estrade à proximité de la ligne et de l'appareillage de mesurage. Également, en vertu de l'article 13.1, le Distributeur peut pénétrer sur la propriété desservie, en tout temps, lorsque la continuité du service et de la livraison de l'électricité ou la sécurité l'exige. Ces restrictions au droit de propriété sont rattachées aux équipements nécessaires à l'alimentation et se justifient notamment pour des raisons de sécurité, de pérennité et de bonne gestion du réseau de distribution.

[633] Ainsi, il apparaît clairement que la Régie a juridiction pour approuver la modification proposée par le Distributeur à l'article 18.1 des CDSÉ. Cependant, en ce qui a trait aux situations pour lesquelles le Distributeur propose que le consentement du client ou du propriétaire ne soit pas requis, la Régie juge que sa preuve n'est pas concluante. Il est nécessaire que ces situations soient mieux balisées. La Régie invite le Distributeur à proposer, dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire, un nouveau texte qui permettrait de mieux encadrer les situations où le consentement du client ou du propriétaire ne serait pas requis.

[634] Pour ces motifs, la Régie accueille en partie la proposition du Distributeur et insère la première phrase du paragraphe qu'il a proposé à l'article 18.1 des CDSÉ, entre les premier et deuxième alinéas existants.

[635] Ainsi, le nouvel article 18.1 des CDSÉ, approuvé par la Régie, se lira comme suit :

« 18.1

Hydro-Québec doit pouvoir installer, gratuitement, sur la propriété à desservir, à des endroits faciles d'accès et sécuritaires et convenus avec le requérant, tous les équipements nécessaires au service, à la livraison, au contrôle et au mesurage de l'électricité, incluant les équipements de la ligne si une partie de celle-ci sert à l'alimentation électrique de cette propriété.

Hydro-Québec doit également pouvoir installer les mêmes équipements après la mise sous tension initiale de l'installation électrique, à des endroits faciles d'accès, sécuritaires et convenus avec le client ou le propriétaire de l'installation électrique, selon le cas.

Hydro-Québec doit avoir gratuitement le droit à l'usage du tréfonds pour l'installation, le maintien, le raccordement, l'exploitation, la modification et le prolongement, l'utilisation et l'entretien des équipements de la ligne d'Hydro-Québec et le droit de sceller tout point permettant un raccordement en amont de l'appareillage de mesurage. ».

[l'ajout de la Régie est souligné]

[636] La Régie reconnaît que la présente décision aura pour conséquence de modifier l'approche qu'elle a retenue jusqu'à présent au sujet de sa juridiction sur l'emplacement d'un équipement du Distributeur. Elle pourra trancher, notamment, tout différend entre les parties au sujet de l'installation des équipements du Distributeur et du caractère nécessaire de ces équipements à l'alimentation d'une propriété.

17.2.2 RÉVISION DE LA NOTION DE CHEMIN PUBLIC

[637] Actuellement, la définition d'un branchement distributeur³¹³ repose notamment sur le concept de chemin public, lequel, en vertu du chapitre 3 des CDSÉ, est défini ainsi par l'article 4 du *Code de la sécurité routière* :

« « chemin public » : la surface de terrain ou d'un ouvrage d'art dont l'entretien est à la charge d'une municipalité, d'un gouvernement ou de l'un de ses organismes, et sur une partie de laquelle sont aménagées une ou plusieurs chaussées ouvertes à la circulation publique des véhicules routiers et, le cas échéant, une ou plusieurs voies cyclables, à l'exception :

1° des chemins soumis à l'administration du ministère des Ressources naturelles et de la Faune ou du ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation ou entretenus par eux;

2° des chemins en construction ou en réfection, mais seulement à l'égard des véhicules affectés à cette construction ou réfection;

3° des chemins que le gouvernement détermine, en vertu de l'article 5.2, comme étant exclus de l'application du présent code »³¹⁴.

[638] Le Distributeur soutient qu'en vertu des CDSÉ, tout segment de ligne qui n'est pas le long d'un chemin public est considéré comme un branchement. Or, il existe aujourd'hui plusieurs situations où la voie de circulation publique ne correspond pas à cette définition puisque l'entretien, bien que régulier et adéquat, n'est pas à la charge d'une municipalité, d'un gouvernement ou de l'un de ses organismes. Cela a parfois des

³¹³ « Toute portion d'une ligne qui n'est pas située le long d'un chemin public, mais qui est située entre le point de branchement et le point de raccordement [...] » (cf. chapitre 3 des CDSÉ).

³¹⁴ L.R.Q., c. C-24-2, article 4.

conséquences importantes sur les coûts relatifs au branchement à assumer par le requérant.

[639] Le Distributeur indique que dans plusieurs cas, aucune contribution ne serait exigée de la part du requérant si elle était définie en fonction du réseau de distribution électrique³¹⁵.

[640] Dans une optique d'équité et de simplification de l'application des règles, en tenant compte du fait que les chemins ne sont plus toujours de propriété publique, le Distributeur propose d'élargir la définition de chemin public, laquelle permet de distinguer une ligne d'un branchement distributeur, en précisant qu'il peut s'agir d'une propriété privée :

« chemin public :

tout chemin de propriété publique au sens de l'article 4 du Code de la sécurité routière (RLRQ, c. C-24.2) ou de propriété privée qui présente les mêmes caractéristiques et dont l'entretien peut être à la charge de toute personne physique ou morale;

*(Les ajouts sont soulignés.) »*³¹⁶.

[641] Le Distributeur propose que tout chemin privé dont les immeubles sont desservis par un système d'adduction d'eau ou d'égout soit considéré comme présentant les mêmes caractéristiques qu'un chemin public. En l'absence d'un réseau d'adduction d'eau ou d'égout, le Distributeur propose que les critères suivants soient respectés :

- le chemin doit être ouvert à la circulation publique des véhicules routiers;
- le chemin doit être accessible par fardier et à l'année;
- les travaux de prolongement de ligne qui seraient effectués doivent permettre l'alimentation de plus d'une propriété³¹⁷.

³¹⁵ Par exemple, le quartier Dix30 à Brossard.

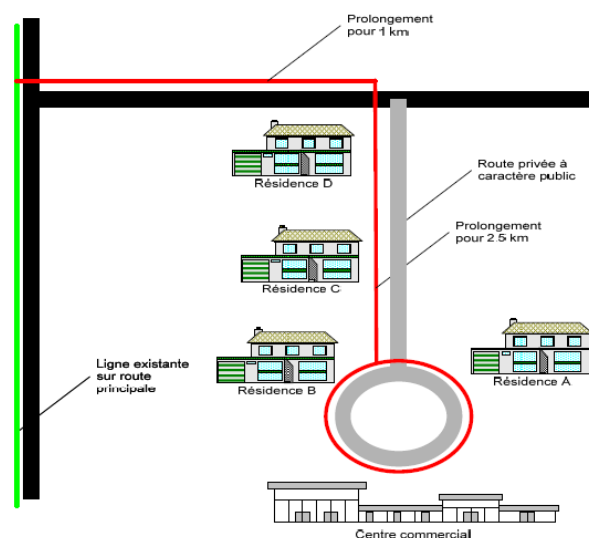
³¹⁶ Pièce B-0046, p. 17 et 18.

³¹⁷ Pièce B-0143, p. 4.

[642] Également, le Distributeur précise que la modification proposée ne vise pas les clients qui choisissent de s'établir en retrait de la voie publique et dont le seul accès est un chemin privé sur un terrain de propriété privée³¹⁸.

[643] L'UC appuie cette demande du Distributeur en se basant sur la figure suivante³¹⁹ :

RACCORDEMENT SELON LA DÉFINITION RÉVISÉE DE CHEMIN PUBLIC



Source : Pièce B-0088, p. 113.

[644] Sur la base de cet exemple, l'UC est d'accord avec la modification proposée à la définition de chemin public. L'intervenante s'inquiète toutefois que la situation décrite à cette figure ne soit vraiment qu'un cas parmi tant d'autres et que, dans la réalité, l'objectif de corriger une iniquité ne se transforme en socialisation de coûts privés³²⁰.

[645] L'UC appuie la proposition du Distributeur, à la condition que la qualité d'accessibilité d'un chemin ne soit pas une notion élastique et que, pour profiter de la nouvelle définition de chemin public, un requérant ne rende accessible un chemin de propriété privée que de façon mitigée, tout en conservant la majorité des avantages d'un chemin de propriété privée. L'intervenante se demande également si les caractéristiques d'un chemin de propriété privée ne pourraient pas évoluer dans le temps, le rendant de

³¹⁸ Pièce B-0143, p. 4.

³¹⁹ Pièce B-0088, p. 111 à 114.

³²⁰ Pièce C-UC-0017, p. 12.

moins en moins accessible. L'UC se demande en fait si la modification proposée par le Distributeur ne pourrait avoir comme conséquence, dans certains cas, de transférer à l'ensemble de la clientèle des coûts qui relèvent essentiellement de choix privés³²¹.

[646] L'UC est d'avis que les critères proposés par le Distributeur pour déterminer si un chemin privé peut être considéré comme présentant les mêmes caractéristiques qu'un chemin public n'établissent pas de manière suffisamment claire et précise que ce chemin doit être accessible et peut être utilisé en tout temps par qui que ce soit. Dans ce contexte, l'UC propose d'ajouter que « *l'accès est ouvert de manière non restrictive aux véhicules de promenade et au public en général* »³²².

[647] L'UC recommande donc à la Régie d'approuver la modification proposée par le Distributeur relativement à la définition de chemin public, tout en lui demandant un suivi, dans la prochaine demande tarifaire, de la mise en œuvre de cette modification (nombre de cas et coûts inhérents)³²³.

[648] La Régie approuve la modification demandée par le Distributeur à la définition de chemin public de l'article 3.1 des CDSÉ.

[649] Cependant, la Régie tient à préciser qu'elle ne retient pas l'ensemble des critères proposés par le Distributeur aux fins de déterminer si un chemin de propriété privée présente les mêmes caractéristiques qu'un chemin de propriété publique au sens de l'article 4 du *Code de la sécurité routière*. En effet, la Régie est d'avis que le simple fait que les immeubles situés le long d'un chemin privé soient desservis par un système d'adduction d'eau ou d'égout ne devrait pas le qualifier automatiquement de chemin public. **La Régie retient plutôt les trois critères suivants énoncés par le Distributeur aux fins de déterminer si un chemin de propriété privée présente les mêmes caractéristiques qu'un chemin de propriété publique :**

- **le chemin doit être ouvert à la circulation publique des véhicules routiers;**
- **le chemin doit être accessible par fardier et à l'année;**
- **les travaux de prolongement de ligne qui seraient effectués doivent permettre l'alimentation de plus d'une propriété.**

³²¹ Pièce C-UC-0017, p. 13.

³²² Pièce C-UC-0038, p. 10.

³²³ Pièce C-UC-0017, p. 13.

17.2.3 RÉINTRODUCTION DE L'OBLIGATION DE LA MISE À NIVEAU DES INSTALLATIONS EN MOYENNE TENSION

[650] Dans sa décision D-2013-037, la Régie approuvait une modification aux CDSÉ visant à rétablir l'obligation qu'une nouvelle installation soit apte à accueillir la tension 25 kV et la tension actuelle, lorsqu'elle est différente de 25 kV. La modification apportée à l'article 14.10 des CDSÉ ne couvrait que les nouvelles installations.

[651] Le Distributeur estime souhaitable de modifier cet article de façon à préciser que tout équipement électrique ajouté ou remplacé dans le poste de transformation du client soit conçu de façon à ce qu'il puisse éventuellement recevoir l'électricité à la tension 25 kV. Il propose d'ajouter l'obligation d'installer des équipements conformes à la tension normalisée pour les installations existantes, ce qui éliminera l'inconvénient d'avoir à modifier plusieurs fois le poste de transformation et évitera les dépenses supplémentaires lors de la conversion de tension du réseau qui alimente le client. Ce dernier pourra se soustraire à cette obligation s'il reçoit un avis écrit d'Hydro-Québec à l'effet contraire.

[652] Cette approche respecte l'esprit de l'article 38 du Règlement 634 adopté en 1996. Ainsi, le Distributeur demande de modifier l'article 14.10 par l'ajout d'un alinéa après le deuxième alinéa :

« 14.10 [...]

Lorsque l'électricité est fournie à une tension autre que 25 kV, tout équipement électrique ajouté ou remplacé dans le poste client doit être conçu de façon à ce qu'il puisse éventuellement recevoir l'électricité à la tension 25 kV, sauf si le client reçoit un avis écrit d'Hydro-Québec à l'effet contraire.

[...] »³²⁴.

[653] La Régie a déjà approuvé dans sa décision D-2013-037³²⁵ la modification visant à rétablir l'obligation qu'une nouvelle installation soit apte à accueillir la tension 25 kV qui est la tension normalisée sur le réseau.

³²⁴ Pièce B-0046, p. 18.

³²⁵ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 160, par. 651.

[654] **Pour les motifs énoncés par le Distributeur, la Régie approuve la modification de l'article 14.10 des CDSÉ et l'ajout d'un alinéa après le deuxième alinéa, tel que demandé par le Distributeur.**

17.3 NOUVEAUX PRIX FORFAITAIRES RELATIFS AU MESURAGE

[655] Dans sa décision D-2013-037³²⁶, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'introduire des prix forfaitaires pour certaines interventions liées à l'alimentation électrique, dans un souci de simplification, d'efficacité et de prévisibilité des coûts pour le client. Le Distributeur propose d'introduire de nouveaux prix forfaitaires relatifs au mesurage et pour lesquels il considère approprié d'établir un coût unique.

[656] Les prix sont calculés en tenant compte du temps de main-d'œuvre nécessaire pour effectuer les travaux, incluant le transport, le coût du matériel lorsqu'il est applicable et les différents frais applicables.

[657] Le Distributeur propose une modification de l'article 15.8 en ce qui a trait à l'installation du mesurage lors d'une demande d'alimentation temporaire :

« 15.8 Lorsqu'une alimentation temporaire est demandée, le requérant paie, avant le début des travaux, le prix de l'« intervention à prix forfaitaire » applicable prévu aux tarifs d'électricité ou, dans les autres cas, le coût des travaux nécessaires à celle-ci, incluant la somme des éléments suivants :

1° le prix du « mesurage temporaire » prévu aux tarifs d'électricité lorsqu'il est applicable ou en l'absence d'un tel prix, le coût de l'installation de l'appareillage de mesurage, des transformateurs, des coupe-circuits et des parafoudres nécessaires à l'exploitation de ces transformateurs;

[...]

(Les ajouts sont soulignés.) »³²⁷.

³²⁶ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 156.

³²⁷ Pièce B-0046, p. 21.

[658] Le Distributeur propose également une modification de l'article 17.3 en ce qui a trait au prix du mesurage en moyenne tension relatif à une option :

« 17.3 [...]

Si les travaux sont relatifs à une option, le requérant doit de plus payer le prix du « mesurage moyenne tension relatif à une option » applicable prévu aux tarifs d'électricité. En l'absence d'un tel prix, tous les coûts additionnels pour l'achat et l'installation des transformateurs, des coupe-circuits et des parafoudres nécessaires à l'exploitation des transformateurs ainsi que les coûts additionnels d'achat et d'installation de l'appareillage de mesurage requis sont ajoutés au coût de l'option.

(Les ajouts sont soulignés.) »³²⁸.

[659] Le Distributeur propose une modification à l'article 17.5 en ce qui a trait à l'introduction d'un nouveau prix différentiel pour les cas où le requérant demande d'être alimenté en moyenne tension, alors que la tension d'usage est en basse tension :

« 17.5 Lorsque, à la demande du requérant, l'électricité est livrée en moyenne tension monophasée pour une installation électrique dont la tension d'usage est en basse tension et que le courant maximal en basse tension n'excède pas 500 A par bâtiment, le requérant doit payer le prix du « mesurage moyenne tension pour une installation de petite puissance ». Ce montant est payable avant le début des travaux et n'est pas remboursable.

(Les ajouts sont soulignés.) »³²⁹.

[660] Les intervenants ne se sont pas prononcés sur ces demandes.

³²⁸ Pièce B-0046, p. 21.

³²⁹ Pièce B-0046, p. 21.

[661] La Régie a déjà approuvé la notion de prix forfaitaires pour certaines interventions liées à l'alimentation électrique, dans un souci de simplification, d'efficacité et de prévisibilité des coûts pour le client. La présente proposition du Distributeur s'inscrit dans cette démarche. **La Régie approuve la demande de modification des articles 15.8, 17.3 et 17.5 des CDSÉ, selon la proposition du Distributeur.** Elle s'attend à ce que les mesures d'efficacité aient un impact à la baisse sur les montants forfaitaires et les frais demandés par le Distributeur à ses clients.

17.4 DEMANDE FACTURABLE DE LA PART DES MUNICIPALITÉS

[662] L'UMQ indique recevoir régulièrement des commentaires de ses membres quant au peu de détails fournis par le Distributeur au soutien de ses factures dont les montants exigés sont souvent très élevés.

[663] L'UMQ considère légitime d'aborder, dans le cadre du présent dossier portant sur les tarifs et les conditions de service, la volonté d'une municipalité d'obtenir des états de compte détaillés et compréhensibles au soutien des factures qu'elle reçoit, afin de s'assurer qu'elle paie un juste prix.

[664] L'intervenante fonde sa demande sur le fait que :

« [...] le Distributeur ne fournit souvent que le montant total des travaux sans autres détails. Le client municipal doit donc faire un acte de foi et accepter d'office que le prix facturé est exact »³³⁰. [nous soulignons]

[665] Elle indique également que :

« Or, il est généralement reconnu dans le droit commercial que le client est justifié d'exiger de son fournisseur les détails qui lui permettront de vérifier qu'il paie le juste prix pour un produit ou un service. De plus, en matière de droit municipal, un élu municipal qui décrète une dépense doit normalement en comprendre la portée, de façon à pouvoir s'en justifier devant la population »³³¹.

³³⁰ Pièce C-UMQ-0007, p. 30.

³³¹ Pièce C-UMQ-0007, p. 30.

[666] La Régie est d'avis qu'il est raisonnable d'obtenir une facture plus détaillée de la part du Distributeur, que le demandeur soit ou non une municipalité.

[667] Ainsi, la Régie demande au Distributeur, lors du prochain dossier tarifaire, de présenter une preuve sur ce sujet, en intégrant les préoccupations énoncées par l'UMQ, afin de fournir une facture finale plus détaillée, que le client soit ou non une municipalité.

18. TARIFS DE DISTRIBUTION

18.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE POUR L'ANNÉE 2014-2015

[668] Le Distributeur propose pour l'année 2014-2015 des ajustements tarifaires qui tiennent compte des modifications à la Loi, d'une proposition de rééquilibrage des tarifs généraux (G, M et LG) et de stratégies retenues par la Régie au cours des années précédentes.

[669] Pour l'année 2014, l'ajustement tarifaire proposé initialement pour la clientèle, à l'exception de la clientèle au tarif L, s'élève à 3,4 %. Pour la clientèle au tarif L, le Distributeur propose une hausse de 2,6 %, qui exclut l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.

[670] Conformément à la décision procédurale D-2013-124, le Distributeur ajuste sa preuve en tenant compte de l'impact du taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2013. Il propose donc un ajustement tarifaire de 5,8 % pour l'ensemble de la clientèle, à l'exception de la clientèle au tarif L pour laquelle il propose une hausse de 5,0 %, qui exclut l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale³³².

[671] Le Distributeur propose l'application différenciée de cette hausse tarifaire, avec une modulation différente à l'intérieur de chacun des tarifs, afin de préserver ou d'améliorer le signal de prix.

³³² Pièce B-0059, p. 6.

18.1.1 TARIFS DOMESTIQUES

[672] Les tarifs domestiques sont les tarifs D, DM et DT. Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012, le Distributeur enregistré environ 3,59 millions de clients abonnés aux tarifs domestiques³³³.

[673] Le tarif D sert de base aux autres tarifs domestiques. Il s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée à des fins d'habitation ou livrée pour une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation lorsque le mesurage est collectif.

[674] Le Distributeur propose de poursuivre la réforme tarifaire approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-024 et reconfirmée dans sa décision D-2009-016. Les ajustements proposés au 1^{er} avril 2014 sont les suivants :

- un gel de la redevance;
- pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que sur le prix de la première tranche;
- pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe en fonction du cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2014;
- un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de 0,63 \$/kW la prime de puissance en été.

[675] Le Distributeur rappelle que, considérant la hausse annuelle de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été, « *il était initialement prévu que la prime de puissance d'été rejoindrait celle d'hiver en 10 ans. En raison des baisses tarifaires au 1^{er} avril de 2011 et de 2012, la prime de puissance en été n'a pas pu être augmentée au rythme initialement prévu. Toutefois, la parité des primes de puissance d'été et d'hiver devrait être atteinte d'ici 7 ans, soit en 2020* »³³⁴.

³³³ Pièce B-0049, p. 46.

³³⁴ Pièce B-0088, p. 116.

[676] Le GRAME est d'avis qu'il serait opportun de lancer un signal de prix plus fort pour la première tranche par une hausse uniforme entre les première et deuxième tranches d'énergie. L'intervenante recommande également que soit évaluée, dans le prochain dossier tarifaire, l'opportunité de faire évoluer la redevance selon l'inflation³³⁵.

[677] L'UC s'interroge sur la pertinence de poursuivre la stratégie tarifaire pour les tarifs domestiques, dans le contexte où le prix proposé de la deuxième tranche en énergie du tarif D est nettement supérieur au coût évité de 5,61 ¢/kWh associé au chauffage des locaux. L'intervenante estime que la détérioration de la position concurrentielle de l'électricité est amplifiée par la stratégie tarifaire actuelle du Distributeur qui repose sur des coûts évités qui ne tiennent pas réellement compte de la situation de marché. L'UC recommande donc de ne pas reconduire pour 2014 la stratégie tarifaire du Distributeur mais de reconnaître plutôt une hausse uniforme des prix des deux tranches en énergie³³⁶.

[678] Pour sa part, le Distributeur est d'avis qu'une hausse uniforme des prix de l'énergie, telle que proposée par le GRAME et l'UC, occasionnerait des impacts tarifaires plus importants pour les petits consommateurs, incluant la clientèle à faible revenu, et épargnerait les plus gros consommateurs.

[679] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'égard des effets d'une hausse uniforme entre les première et deuxième tranches d'énergie sur les plus petits consommateurs sans pour autant procurer un avantage significatif au reste de la clientèle. Il en va de même pour la redevance d'abonnement qui agit comme frais d'entrée, quel que soit le niveau de consommation.

[680] **La Régie approuve les ajustements que propose le Distributeur aux tarifs domestiques et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.**

Indice d'interfinancement

[681] Le Distributeur présente les hausses tarifaires proposées ainsi que les indices d'interfinancement selon la variation des coûts et résultant de la hausse du coût de l'électricité patrimoniale et le rééquilibrage proposé des tarifs généraux.

³³⁵ Pièce C-GRAME-0013, p. 31.

³³⁶ Pièce C-UC-0017, p. 23 à 26.

[682] L'UC est d'avis que :

« le déficit des réseaux autonomes influe grandement sur l'indice d'interfinancement des tarifs domestiques et invite la Régie à demander au Distributeur de produire, à titre informatif, un indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et revenus des quelque 15 000 abonnés des réseaux autonomes, ne serait-ce que pour avoir une idée claire de la situation d'interfinancement des 3,7 millions d'abonnés résidentiels du Distributeur »³³⁷.

[683] Dans le contexte de la stratégie tarifaire proposée, la Régie juge pertinent d'obtenir un indice d'interfinancement qui puisse distinguer la clientèle domestique du réseau intégré de celle des RA. **Elle demande donc au Distributeur de produire, à titre informatif dans le prochain dossier tarifaire, un tableau présentant les indices d'interfinancement des tarifs domestiques qui excluent les coûts et les revenus des clients des RA.**

18.1.2 TARIFS GÉNÉRAUX

[684] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (L) composent actuellement les tarifs généraux.

[685] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale (PFM) est inférieure à 100 kW.

[686] Le tarif M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance, soit celui dont la puissance maximale appelée n'est pas toujours inférieure à 50 kW pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

³³⁷ Pièce C-UC-0017, p. 29.

[687] Le tarif L, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la PFM est de 5 000 kW ou plus.

[688] Pour les tarifs généraux et industriel, le Distributeur poursuit la réduction de la dégressivité des prix de l'énergie en conformité avec la décision D-2012-024³³⁸, mais uniquement au tarif G. Les ajustements proposés au 1^{er} avril 2014 sont les suivants :

- gel de la redevance au tarif G;
- hausse des primes de puissance inférieure à la hausse moyenne, mais progression plus rapide au tarif G afin d'inciter les plus grands clients à migrer vers les tarifs G-9 et M;
- hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne du prix de la puissance des tarifs généraux et industriel;
- hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif G;
- hausse uniforme des prix de l'énergie au tarif M pour maintenir la dégressivité des prix de l'énergie.

[689] Malgré l'exemption de la hausse du tarif patrimonial dont bénéficient les industriels, l'AQCIE/CIFQ est d'avis que la hausse tarifaire qui leur est demandée est trop importante et qu'elle tend à accentuer un niveau d'interfinancement déjà trop élevé. L'intervenant note qu'en raison de la hausse du taux de rendement demandée dans le cadre du dossier R-3842-2013, l'indice d'interfinancement des grands industriels atteint 117,3 %³³⁹, contre 116,4 % selon la proposition initiale du Distributeur. L'AQCIE/CIFQ recommande que toute hausse tarifaire soit répartie de manière à réduire le niveau d'interfinancement du tarif L ou, à tout le moins, à ne pas augmenter son niveau actuel³⁴⁰.

[690] La Régie est d'avis que les propositions du Distributeur sont raisonnables, en ce qu'elles concilient les objectifs de la réforme des tarifs et les préoccupations économiques évoquées par le Distributeur.

³³⁸ Dossier R-3776-2011.

³³⁹ Pièce B-0090, p. 43.

³⁴⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 23 et 24.

[691] **La Régie approuve les ajustements que propose le Distributeur aux tarifs généraux et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.**

18.2 INTRODUCTION DU TARIF LG

[692] Le Distributeur indique que l'entrée en vigueur de la *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* (la Loi 20-2010)³⁴¹ et de la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012* (la Loi 16-2013)³⁴² a modifié la Loi afin de réserver le tarif L aux clients industriels de grande puissance et d'introduire le tarif LG pour les autres clients de grande puissance, notamment « *les clients commerciaux, institutionnels et les réseaux municipaux* »³⁴³.

[693] Il ajoute que le domaine d'application qu'il propose pour le tarif LG correspond au domaine d'application du tarif L actuel auquel est ajouté le qualificatif « général » pour signifier qu'il n'est réservé à aucun usage spécifique :

« 5.14 Le tarif général LG s'applique à l'abonnement annuel dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts ou plus »³⁴⁴.

[694] N'étant pas convaincue que le Distributeur a bien pris soin d'estimer l'évolution de cette nouvelle catégorie tarifaire, l'UMQ recommande à la Régie de reporter de six mois sa décision à l'égard du nouveau tarif LG et « *de forcer, dans l'intervalle, le Distributeur à étudier les impacts de la création de ce nouveau tarif « LG » au sein d'un groupe de travail* »³⁴⁵.

³⁴¹ L.Q., 2010, c. 20.

³⁴² L.Q., 2013, c. 16.

³⁴³ Pièce B-0049, p. 18 et 19.

³⁴⁴ Pièce B-0051, p. 79.

³⁴⁵ Pièce C-UMQ-0007, p. 36.

[695] L'article 80 de la Loi 20-2010, en vertu duquel le tarif LG a été créé, prévoit ce qui suit :

« Pour l'application de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., chapitre R-6.01), une catégorie de consommateurs, désignée « Tarif LG », est créée.

Cette catégorie comprend les abonnements au tarif L, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle visée à l'article 52.1.1 de cette loi.

Le consommateur qui a un abonnement annuel d'une puissance à facturer minimale de 5 000 kilowatts ou plus est admissible au tarif L si son abonnement est lié principalement à une telle activité industrielle; autrement, il est admissible au tarif LG ».

[696] La Régie constate que le champ d'application du tarif LG, selon le libellé de l'article 5.14 proposé par le Distributeur, ne correspond que partiellement à celui énoncé à l'article 80 de la Loi 20-2010.

[697] **Dans ce contexte, la Régie rejette le texte de l'article 5.14 proposé par le Distributeur et lui demande d'y substituer le texte suivant, en cohérence avec l'article 80 de la Loi 20-2010 :**

« Le tarif LG comprend les abonnements au tarif L, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle. ».

[698] Par ailleurs, la Régie ne peut accueillir la demande de report du nouveau tarif LG formulée par l'UMQ, puisque la date d'entrée en vigueur de ce tarif a été fixée au 1^{er} janvier 2014 par le législateur, en vertu des articles 80 et 82 (4^o) de la Loi 20-2010. Il s'agit d'une disposition impérative dont la portée n'est tempérée par aucune autre disposition législative autorisant le gouvernement du Québec ou la Régie de différer cette entrée en vigueur. De plus, l'article 80 de cette dernière loi doit être lu et appliqué en conjonction avec l'article 52.1.1 de la Loi, également entré en vigueur le 1^{er} janvier 2014³⁴⁶, pour donner plein effet à la volonté du législateur quant à l'application du tarif L.

³⁴⁶ En vertu des articles 63 et 82 (4^o) de la Loi 20-2010 et des articles 3 (3^o) et 216 (2^o) de la Loi 16-2013.

Mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale

[699] Le Distributeur propose d'appliquer au tarif LG, le mécanisme automatique de fixation de la PFM utilisé pour tous les tarifs du Distributeur, à l'exception du tarif L. Ainsi, la PFM correspondrait à 75 % de la puissance maximale appelée au cours d'une période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver plutôt que de correspondre à la puissance souscrite applicable au tarif L.

[700] Comme pour le tarif G, le Distributeur introduit une disposition à l'article 5.19 des Tarifs permettant au titulaire d'un abonnement au tarif LG, dont la PFM est inférieure à 5 000 kW, d'opter en tout temps pour le tarif M³⁴⁷.

[701] Selon le Distributeur, ce mécanisme automatique :

« est simple d'application;

traduit plus fidèlement le profil de consommation du client et facilite sa gestion de la puissance en limitant le suivi qu'il doit effectuer à un seul paramètre, l'appel de puissance en hiver;

permet d'alléger la facturation tant pour les clients que pour le Distributeur;

facilite le transfert entre les tarifs comportant un mécanisme automatique »³⁴⁸.

[702] Le Distributeur indique que :

« le remplacement du mécanisme actuel de puissance souscrite par un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale au tarif LG (seuil à 75 %) aurait un impact favorable (baisse de facture) ou neutre pour près de 90 % des clients. Cet impact favorable est principalement attribuable à deux facteurs : d'une part, certains clients peuvent actuellement avoir une puissance souscrite mal optimisée et, d'autre part, le mécanisme automatique avec un taux de 75 % est pour certains clients plus favorable que le mécanisme actuel »³⁴⁹.

³⁴⁷ Pièce B-0051, p. 82.

³⁴⁸ Pièce B-0049, p. 19.

³⁴⁹ Pièce B-0088, p. 126.

[703] Dans le cas des réseaux municipaux, le Distributeur reconnaît que certains clients pourraient avoir un impact tarifaire plus important en raison du mécanisme proposé, pour les réseaux qui ont plus d'un poste d'alimentation. Pour permettre à ces réseaux municipaux d'étaler l'impact tarifaire et d'adapter leurs procédures de gestion, le Distributeur propose d'introduire le mécanisme automatique de façon graduelle sur trois ans, avec un seuil minimal correspondant respectivement à 40 % et 55 % de la puissance maximale appelée en période d'hiver 2014-2015 et 2015-2016, respectivement.

[704] Pour l'AREQ, il apparaît complexe et inéquitable de rassembler la clientèle institutionnelle et commerciale avec celle des réseaux municipaux étant donné que « [l]es profils de consommation de ces trois groupes soumis au tarif LG ne sont pas homogènes. L'AREQ représente 50 % de la consommation d'électricité de ces trois groupes et se distingue par son FU annuel très bas »³⁵⁰.

[705] Selon l'intervenante, le mécanisme de la PFM, tel que proposé pour le nouveau tarif LG, produirait un choc tarifaire majeur pour deux de ses membres, soit Hydro-Sherbrooke et Hydro-Jonquière. Selon elle, avec une PFM à 75 %, « HQD fait assumer aux membres de l'AREQ un plus grand risque financier que celui assumé avec le principe de la puissance souscrite [...]. L'AREQ considère que le mécanisme de la PFM est mal adapté pour un redistributeur d'électricité »³⁵¹.

[706] De plus, l'AREQ remarque que les seuils proposés lors de l'introduction graduelle de la PFM pour les réseaux municipaux conduisent à une transition « non linéaire, c'est-à-dire que l'impact pour certains réseaux de l'AREQ devrait être absorbé de façon inégale de la première à la dernière année »³⁵². L'AREQ demande à ce que la proposition de transition soit revue afin « d'amoindrir ses impacts de façon plus juste et plus équitable dans le temps »³⁵³.

³⁵⁰ Pièce C-AREQ-0009, p. 22.

³⁵¹ Pièce C-AREQ-0009, p. 23 et 24.

³⁵² Pièce C-AREQ-0009, p. 28.

³⁵³ Pièce C-AREQ-0009, p. 29.

[707] En argumentation, le Distributeur indique que :

« [...] [l]orsqu'il est exprimé en fonction de la facture totale (incluant l'énergie) de chacun des réseaux municipaux, l'impact s'avère nul ou positif pour 4 réseaux, de 1 % pour 1 réseau et entre 1,5 et 2,5 % pour 3 réseaux. Seuls les deux réseaux qui possèdent plus d'un poste d'alimentation ont un impact plus important (de l'ordre de 6 % et 7,5 %) parce qu'ils perdent l'avantage du transfert de charge leur permettant actuellement d'échapper à la facturation de la puissance chaque été »³⁵⁴.

[708] Toujours en argumentation, il ajoute que :

« [...] [u]ne période transitoire de 3 ans à compter du 1^{er} avril 2015 leur permettra de limiter l'impact tarifaire à moins de 3 % par année et d'adapter progressivement leur gestion. Cet impact correspond à l'impact maximal considéré pour d'autres mesures introduites par le Distributeur, par exemple, l'élimination de la dégressivité au tarif G »³⁵⁵.

[709] La Régie ne partage pas l'avis de l'intervenante lorsqu'elle affirme que l'inclusion des réseaux municipaux au tarif LG est inéquitable. La Régie comprend que l'iniquité dont parle l'intervenante est celle qui résulte plutôt de l'inclusion du mécanisme automatique de fixation de la PFM à la catégorie tarifaire à laquelle appartiennent ces réseaux selon la demande au présent dossier.

[710] Comme le démontre le Distributeur en réponse à la demande de renseignements de l'AREQ³⁵⁶, le remplacement de la puissance souscrite par le mécanisme de la PFM prive ces réseaux d'une mesure leur permettant d'éviter d'assumer les coûts de puissance en été et ainsi de bénéficier d'une réduction de la facture d'électricité.

[711] Or, à la lumière de la preuve, la Régie considère que les impacts tarifaires découlant de l'inclusion de ce mécanisme automatique de fixation de la puissance n'apparaissent pas disproportionnés ou inéquitables lorsque exprimés en proportion de la facture totale. En outre, elle est d'avis que la mesure d'introduction graduelle sur trois ans proposée par le Distributeur viendra atténuer ces impacts. Cette mesure apparaît raisonnable et de nature à favoriser l'adaptation de ces réseaux.

³⁵⁴ Pièce B-0162, p. 16.

³⁵⁵ Pièce B-0162, p. 16.

³⁵⁶ Pièce B-0091, p. 8 à 11.

[712] **La Régie accepte la proposition du Distributeur d'appliquer le mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG, en lieu et place de la puissance souscrite, ainsi que les dispositions relatives au changement de tarifs prévues au nouvel article 5.19 des Tarifs. Elle prend acte de l'intention du Distributeur d'introduire le mécanisme automatique de façon graduelle sur trois ans pour les réseaux municipaux.**

Modalités applicables aux réseaux municipaux

[713] Dans sa demande, le Distributeur reconduit les avantages associés aux modalités liées aux réseaux municipaux. À cet effet, une précision est ajoutée afin que « *les réseaux [municipaux] ayant des clients au tarif L puissent continuer de bénéficier du même remboursement, ce qui fera en sorte qu'ils ne seront pas défavorisés lorsqu'ils doivent alimenter des charges industrielles* »³⁵⁷.

[714] Selon les dispositions de cette modalité, « *[u]n réseau municipal qui a un ou des clients facturés au tarif L a droit à un remboursement de 15 % des sommes facturées à chacun de ses clients dont la puissance maximale appelée, au cours d'une période de consommation donnée, est égale ou supérieure à 5 000 kilowatts* »³⁵⁸. Si la puissance maximale appelée se situe entre 4 300 et 5 000 kilowatts, le pourcentage de remboursement est établi selon une formule illustrée dans le texte des Tarifs. En revanche, si la puissance maximale appelée est inférieure à 4 300 kilowatts, le réseau municipal n'a droit à aucun remboursement.

[715] Selon l'AREQ, la limite donnant droit à un remboursement correspond à la limite de passage d'un client du tarif M au tarif L ou LG, selon le cas. L'intervenante est d'avis qu'à la suite de l'application de la réforme des tarifs généraux amorcée en 2008, la limite inférieure de 4 300 kW, correspondant à la limite actuelle de passage du tarif M au tarif L ou LG, devrait s'établir à 3 700 kW. L'AREQ demande donc à la Régie d'abaisser la limite donnant droit au remboursement de 4 300 kW à 3 700 kW.

³⁵⁷ Pièce B-0049, p. 20.

³⁵⁸ *Tarifs et conditions du Distributeur* en vigueur le 1^{er} avril 2013, article 5.12.

[716] En réponse à l'AREQ, le Distributeur indique que :

« [a]vant de réviser cette formule, le Distributeur devra évaluer l'impact de la stratégie tarifaire retenue sur l'évolution des seuils de passage du tarif M aux tarifs de grande puissance. De plus, il devra vérifier la fréquence et le niveau des ajustements de ces seuils, en tenant compte du nombre de clients des réseaux municipaux qui seraient touchés par cette révision et de leurs caractéristiques de consommation »³⁵⁹.

[717] L'AREQ répond ce qui suit à la demande de la Régie de fournir les calculs à la base de la limite de 3 700 kW que l'intervenante recommande :

« La rédaction de cette recommandation repose sur l'interprétation nécessaire de la stratégie tarifaire à ce sujet (HQD-13, document 2, figure 4, page 10 de 47). En effet, le seuil de passage d'un tarif à l'autre est imprécis dans cette figure. C'est ce qui explique l'approximation environ utilisée dans le texte du mémoire. L'AREQ laisse à HQD le soin de déterminer ce seuil.

Dans cette même figure 4, l'AREQ remarque que le seuil de passage du tarif M au tarif L est différent de celui pour passer du tarif M au tarif LG. Pour cette raison, il est difficile pour l'AREQ de cibler précisément une puissance fixe. En effet, plusieurs façons de faire peuvent être retenues. L'utilisation d'une valeur moyenne se situant entre les deux seuils ou encore un seuil différent selon le tarif du client devrait être utilisé pour le calcul du rabais »³⁶⁰.

[nous soulignons]

[718] La Régie est d'avis que la preuve de l'AREQ visant à réduire la limite de 4 300 kilowatts donnant droit au remboursement n'est pas probante. **Elle rejette donc la demande de l'intervenante.**

[719] La Régie note toutefois l'intention du Distributeur de réviser possiblement la formule sous-jacente au calcul du remboursement à la suite de son évaluation des impacts de la stratégie tarifaire retenue. Elle se prononcera alors sur le niveau de ce seuil sur la base de cette évaluation des impacts. Cet enjeu pourra être soumis au Groupe de travail sur la stratégie tarifaire.

³⁵⁹ Pièce B-0091, p. 20.

³⁶⁰ Pièce C-AREQ-0012, p. 2.

18.3 RÉÉQUILIBRAGE DES TARIFS GÉNÉRAUX

[720] Selon le Distributeur, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, le contexte économique et énergétique très différent de celui qui prévalait lors de l'étude de la réforme par la Régie en 2006 et 2007 et l'avantage concurrentiel des tarifs moins important pour la clientèle de moyenne puissance que pour les autres catégories de clients, plaident pour un rééquilibrage des tarifs généraux.

[721] Le Distributeur indique donc vouloir favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise. Il ajoute que « [c] 'est dans cette optique que le Distributeur souhaite, tout en tenant compte des coûts, amorcer un rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse moindre au tarif M et en récupérant l'écart de revenus auprès des autres tarifs généraux, soit les tarifs G et LG, sur la base des avantages constatés par rapport aux prix observés en Amérique du Nord [...] »³⁶¹.

[722] Le Distributeur note que l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M a pour conséquence de concentrer un impact tarifaire relativement important sur un nombre limité de grands clients et entraîne un déplacement du seuil de passage entre les tarifs M et L qui se traduit par un coût unitaire toujours dégressif et un signal en puissance inexistant. Il note également que l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale vient aggraver cette situation, avec des conséquences grandissantes sur l'évolution de la structure des tarifs³⁶².

[723] Le Distributeur indique que, puisque les clients les plus affectés par l'élimination de la 2^e tranche sont ceux qui effectuent généralement des appels de puissance de 1 000 kW et plus et que le secteur manufacturier est fortement représenté parmi les clients de plus de 1 000 kW, il est d'avis que le fait de surseoir à l'élimination de la dégressivité et de limiter la croissance du tarif M par rapport aux tarifs généraux est mieux adapté au contexte économique du secteur manufacturier³⁶³.

³⁶¹ Pièce B-0049, p. 11.

³⁶² Pièce B-0049, p. 9.

³⁶³ Pièce B-0088, p. 121 et 122.

[724] L'AQCIE/CIFQ appuie la hausse uniforme des prix de l'énergie au tarif M pour maintenir la dégressivité des prix de l'énergie et les hausses de tarifs différenciées. Selon l'intervenant, près de 75 % des clients du tarif M ne consomment pas d'énergie du deuxième palier. En revanche, les clients ayant la plus importante consommation énergétique du tarif M font face à des augmentations importantes, *« lesquelles viennent rompre la continuité entre les tarifs M et L. [...] De plus, pour l'année tarifaire 2014-15, considérant que la hausse tarifaire demandée est déjà très importante, une application stricte de la réforme aurait eu sur ces clients l'impact d'un véritable choc tarifaire »*³⁶⁴. Selon l'intervenant, la proposition du Distributeur est équilibrée et permet de maintenir le statu quo.

[725] Si la FCEI accueille favorablement l'effet de la proposition du Distributeur sur le tarif M, elle affirme ne pas adhérer aux justifications mises de l'avant par le Distributeur pour justifier le rééquilibrage proposé ayant pour effet d'en faire supporter le coût par les seuls clients des tarifs G et LG. L'intervenante demande que, si la Régie approuve le rééquilibrage des tarifs découlant de la stratégie proposée pour le tarif M, le fardeau de ce rééquilibrage soit supporté par l'ensemble de la clientèle et non pas seulement par les clientèles des tarifs G et LG³⁶⁵.

[726] SÉ/AQLPA, pour sa part, recommande à la Régie *« d'accepter à regret »* la suspension de la réduction de la dégressivité de la 2^e tranche du tarif M. Selon l'intervenant, *« [l]e vrai remède consisterait toutefois à ce que le législateur mette fin à la protection de l'interfinancement tarifaire et mette fin à l'exception du tarif L de l'indexation patrimoniale, afin de laisser à la Régie la faculté de pleinement jouer son rôle de régulateur et d'appliquer les principes tarifaires reconnus »*³⁶⁶.

[727] La Régie partage l'avis du Distributeur et de l'AQCIE/CIFQ selon lequel le contexte économique et les difficultés qui en découlent pour le secteur manufacturier requièrent la révision de certaines stratégies et que l'application stricte d'une stratégie tarifaire pourrait s'avérer à la fois dommageable pour certaines clientèles et contre-productive.

³⁶⁴ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 23.

³⁶⁵ Pièce C-FCEI-0010, p. 60 à 63.

³⁶⁶ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 6.

[728] Dans ce contexte et à la lumière de la preuve, la Régie approuve le rééquilibrage des tarifs généraux et le maintien de la dégressivité des prix de l'énergie du tarif M, tel que le propose le Distributeur.

[729] La Régie est cependant d'avis que le contexte économique et énergétique dont fait état le Distributeur peut, et doit, également mener à une mise à jour ou une révision de certains objectifs sur lesquels s'appuyait la réforme des tarifs ayant fait l'objet d'un examen approfondi en 2006 et 2007 (voir la section 18.8).

18.4 INTRODUCTION D'UNE OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE MOYENNE PUISSANCE

[730] Le Distributeur propose d'étendre l'application de l'option d'électricité additionnelle à la moyenne puissance, afin d'enrichir l'offre tarifaire pour cette clientèle. En répondant aux besoins additionnels de ces clients, il espère ainsi contribuer davantage au développement et au renforcement du secteur de la moyenne industrie.

[731] L'option d'électricité additionnelle consiste à offrir au client qui le souhaite l'opportunité de consommer en dehors des heures de pointe du Distributeur une quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement, à un prix combinant puissance et énergie et représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur.

[732] Cette option vise une clientèle capable de gérer sa consommation, de moduler sa production et d'en exploiter la flexibilité, tout en tenant compte des contraintes liées à ce type d'option. Ainsi, les clients dont la puissance maximale appelée est égale ou supérieure à 1 000 kW pourront se prévaloir de l'option d'électricité additionnelle. Une dizaine de clients de moyenne puissance pourraient se prévaloir de l'option dès sa première année d'application. Au fil des années, l'analyse de l'impact et de l'application de cette option permettra au Distributeur de proposer, si nécessaire, des modifications afin de toujours mieux répondre aux besoins de la clientèle.

[733] Les conditions de l'option sont les mêmes que pour la grande puissance, sauf que le prix plancher, dont l'objectif est d'assurer que les ventes à l'option d'électricité additionnelle ne se substituent pas aux ventes au tarif régulier, correspond au prix moyen du tarif M calculé en tenant compte uniquement du prix de la 2^e tranche d'énergie, soit le prix pour la consommation à la marge des clients, avec un appel de puissance supérieur à 1 000 kW. Pour une alimentation à 25 kV et un FU de 100 %, le prix serait de 5,28 ¢/kWh au 1^{er} avril 2014.

[734] SÉ/AQLPA recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur d'étendre l'option de l'électricité additionnelle aux clients de moyenne puissance de 1 000 kW et plus et de l'inviter à évaluer la possibilité de réduire ce seuil³⁶⁷.

[735] La Régie approuve l'application de l'offre de l'électricité additionnelle à la clientèle de moyenne puissance, telle que proposée le Distributeur. Elle considère cependant prématuré d'inviter le Distributeur à examiner la possibilité de réduire le seuil de 1 000 kW.

18.5 MISE À JOUR DE LA TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

[736] La clientèle résidentielle des RA au nord du 53^e parallèle bénéficie, tout comme le reste de la clientèle résidentielle, du tarif D jusqu'à concurrence de 30 kWh/jour. Toute la consommation qui excède ce seuil est facturée au prix de 32,26 ¢/kWh³⁶⁸. Le Distributeur précise qu'au prix actuel de 1,82 \$/litre (24 ¢/kWh équivalent), l'utilisation du mazout plutôt que de l'électricité permet au client d'économiser 25 % sur ses coûts de chauffage.

[737] Pour environ 275 abonnements au tarif D, la proportion des kilowattheures consommés en 2^e tranche excède 30 % de leur consommation totale respective. Comme les logements disposent d'un système de chauffage au mazout, la consommation en 2^e tranche serait principalement attribuable au chauffage électrique d'appoint, même s'il en coûte moins cher de chauffer au mazout qu'à l'électricité.

³⁶⁷ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 9.

³⁶⁸ Au 1^{er} avril 2013.

[738] Le Distributeur indique que l'utilisation plus répandue du chauffage d'appoint électrique peut s'expliquer par le fait que la presque totalité des consommateurs n'ont pas la responsabilité de payer la facture d'électricité et ne reçoivent pas le signal de prix visant la consommation en 2^e tranche. En effet, environ 95 % des abonnements au tarif D au nord du 53^e parallèle sont détenus par des organismes qui en assument les factures. Comme ces organismes gèrent un grand nombre de factures, ils ne sont pas toujours sensibilisés au fait qu'un certain nombre de leurs abonnements ont une consommation significative en 2^e tranche.

[739] Afin d'aider la clientèle en ce sens, au-delà des mesures de sensibilisation déjà en place, le Distributeur intensifiera ses efforts en consultant les organismes en charge de ces factures pour identifier les pistes les plus susceptibles de sensibiliser la clientèle.

[740] Le Distributeur propose d'augmenter graduellement le prix de la 2^e tranche d'énergie au rythme de 8 % par année, en sus de la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques à compter du 1^{er} avril 2014, afin, qu'à terme, il reflète mieux le coût évité en RA au nord du 53^e parallèle (à l'exclusion du réseau de Schefferville). Le prix applicable aux 30 premiers kilowattheures par jour demeurerait, quant à lui, identique à celui applicable en réseau intégré.

[741] Pour la clientèle petite et moyenne puissance des RA, le Distributeur propose de continuer de faire évoluer le prix dissuasif au rythme de la hausse tarifaire moyenne, tant et aussi longtemps qu'il sera supérieur au coût évité. Selon lui, pour cette clientèle, le signal de prix passe plutôt par l'interdiction, à l'article 7.4 du texte des Tarifs, d'utiliser l'électricité pour le chauffage et d'autres applications thermiques par la facturation, si le client contrevient à cette disposition, de toute la consommation à un prix dissuasif de 71,13 ¢/kWh (au 1^{er} avril 2013).

[742] Le nombre de clients aux tarifs généraux facturés au prix dissuasif est relativement stable d'année en année. Au cours de l'année 2012, 30 des quelque 760 abonnements ont été facturés au prix dissuasif. Le Distributeur effectue des inspections systématiques lors des nouveaux raccordements de clients généraux au nord du 53^e parallèle et des inspections périodiques des clients généraux existants³⁶⁹.

³⁶⁹ Pièce B-0088, p. 131.

[743] Le Distributeur ne propose pas de modification aux modalités d'application des tarifs généraux au nord du 53^e parallèle. De plus, puisque ce prix dissuasif excède déjà le coût évité en RA au nord du 53^e parallèle, il propose de continuer de le faire évoluer au rythme de la hausse tarifaire moyenne, tant et aussi longtemps qu'il sera supérieur au coût évité.

[744] Dans leur observation conjointe³⁷⁰, Makivik et l'ARK expliquent que la surconsommation d'électricité au Nunavik est attribuable en partie à la pénurie de logements. La consommation des logements où peuvent se trouver jusqu'à 12 occupants est donc supérieure à celle des ménages moyens ne comptant que trois ou quatre personnes.

[745] Ces organismes soulignent par ailleurs que, selon les modalités d'un programme renouvelé entre Makivik et le Distributeur en 2010, la décision d'augmenter le tarif de la 2^e tranche aura pour effet de réduire les montants versés pour subventionner le coût du chauffage au mazout et au gaz propane dans les communautés du Nunavik. Ils demandent donc à la Régie de ne pas accepter la demande d'augmenter le tarif de la 2^e tranche pour les tarifs D et DM des RA du Nunavik tant que le Distributeur n'aura pas réalisé une enquête approfondie sur les causes de la surconsommation d'électricité, qu'il n'aura pas mis en place des programmes d'efficacité énergétique et de sensibilisation et qu'il n'aura pas proposé d'autres mesures afin de réduire la surconsommation d'électricité. L'UC émet des recommandations similaires³⁷¹.

[746] Le GRAME³⁷² est favorable à la proposition du Distributeur d'une hausse progressive du tarif applicable à la 2^e tranche de consommation. Il souligne cependant qu'il peut y avoir une proportion de clients qui utilise un chauffage d'appoint électrique et qui ne dépasse pas pour autant 30 kWh par jour en moyenne de consommation, tout comme il peut y avoir des dépassements de plus de 30 kWh dans une journée qui ne soient pas facturés au prix du tarif dissuasif en raison du fait que la 1^{re} tranche du tarif D est établie, non pas pour chaque journée, mais sur une période de facturation typique de 60 jours.

³⁷⁰ Pièce D-0005.

³⁷¹ Pièce C-UC-0038, p. 21 et 22.

³⁷² Pièce C-GRAME-0013, p. 19 à 27.

[747] Le GRAME recommande l'installation de CNG afin que la clientèle soit facturée sur une base journalière, puisqu'il lui est interdit de se chauffer à l'électricité. Selon l'intervenant, une modification subséquente du texte des tarifs pour les RA devrait être faite pour permettre de contrôler la limite quotidienne de 30 kWh/jour dans les RA.

[748] Par équité pour la clientèle, le Distributeur n'entend pas modifier le seuil de la 1^{re} tranche ni l'appliquer sur une base journalière. Selon lui, les clients résidentiels au nord du 53^e parallèle doivent continuer de bénéficier des mêmes prix et du même seuil de la 1^{re} tranche du tarif D que les clients du réseau intégré, pour les usages de base d'un logement. Le Distributeur rappelle également que la notion de « 30 kWh/jour » a été retirée des Tarifs depuis le 1^{er} avril 2012 afin de répondre à la préoccupation de la Régie relative à l'application du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie aux tarifs D et DM avec l'arrivée des CNG qui permettent de disposer de lectures de consommation quotidiennes³⁷³.

[749] Le GRAME indique que le Distributeur omet de préciser que l'article 7.1 des Tarifs portant sur le tarif applicable au nord du 53^e parallèle n'a pas été mis à jour en fonction de l'arrivée des CNG et prévoit toujours la notion des 30 kWh/jour³⁷⁴.

[750] Le RNCREQ³⁷⁵ appuie la proposition du Distributeur d'augmenter la 2^e tranche du tarif D pour les réseaux au nord du 53^e parallèle, car cette mesure est un incitatif à l'efficacité énergétique et diminue l'utilisation de combustible fossile. Cependant, l'intervenant propose également que le Distributeur identifie les clients qui dépassent la consommation de la 1^{re} tranche, qu'il avise de cette situation les entités responsables, directement ou indirectement, du paiement des factures, qu'il les informe de l'augmentation du prix de la 2^e tranche et qu'ils recherchent ensemble des moyens de réduire la consommation dans cette tranche. Le RNCREQ est d'avis qu'un maillage entre les différentes entités qui s'acquittent du paiement des frais énergétiques doit être fait afin d'obtenir une réponse optimale de la mesure mise en place, répondant au signal de prix lancé par la mesure préconisée par le Distributeur.

³⁷³ Pièce B-0162, p. 13.

³⁷⁴ Pièce C-GRAME-0019, p. 4.

³⁷⁵ Pièce C-RNCREQ-0020, p. 11 et 12.

[751] La Régie constate que l'article 7.1 des Tarifs portant sur le tarif applicable au nord du 53^e parallèle prévoit toujours la notion des 30 kWh/jour, alors que cette notion a été modifiée dans les autres articles portant sur les tarifs résidentiels. Cette mise à jour a été effectuée afin de refléter la pratique habituelle du calcul de la consommation au tarif de la 1^{re} tranche sur une période de facturation typique de 60 jours et pour assurer un traitement uniforme de tous les abonnés, que leur consommation soit déjà mesurée quotidiennement, par un CNG, ou pas encore. La Régie considère que cette mise à jour doit s'appliquer également aux abonnés des RA.

[752] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour l'article 7.1 des Tarifs sur les tarifs résidentiels applicables au nord du 53^e parallèle afin d'harmoniser le calcul du montant à facturer au taux de la 1^{re} tranche, avec l'ensemble des tarifs résidentiels.

[753] Le Distributeur démontre un certain contrôle de la situation du chauffage électrique auprès de sa clientèle aux tarifs généraux. Auprès de la clientèle aux tarifs D et DM, la preuve est cependant à l'effet que l'utilisation du chauffage électrique auxiliaire est une réalité encore mal connue et mal évaluée.

[754] En effet, dans sa réponse à l'UC qui le questionne sur les raisons pour lesquelles il n'y a aucun potentiel d'associé au chauffage des locaux au Nunavik, le Distributeur explique :

« Bien, au Nunavik, le chauffage des locaux évidemment ça chauffe au mazout donc il n'est pas dans le potentiel électrique. [...] le chauffage d'appoint, ce n'est pas une mesure [...] ce n'est pas dans le potentiel [...] Le chauffage d'appoint c'est un constat qu'on fait à partir de certaines informations [...] c'est une question de tarification. [...] Il n'y a pas de coûts de mesure. [...] Le client ne consommerait pas puis c'est une question de tarif »³⁷⁶.

[755] Le Distributeur précise d'ailleurs qu'il est erroné d'affirmer, comme le fait le GRAME, qu'il est interdit de se chauffer au nord du 53^e parallèle aux tarifs domestiques. Il ajoute que la tarification vise seulement « à inciter davantage les consommateurs à utiliser le mazout comme source d'énergie pour le chauffage »³⁷⁷.

³⁷⁶ Pièce A-0059, p. 69 à 72.

³⁷⁷ Pièce B-0162, p. 12 et 13.

[756] L'impact du chauffage électrique d'appoint sur la consommation importante de certains clients résidentiels dans la 2^e tranche des tarifs D et DM doit être clarifié. D'ailleurs, le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure de déterminer la demande de pointe typique associée aux usages de base d'une résidence au tarif D au nord du 53^e parallèle³⁷⁸. Makivik et ARK demandent qu'une analyse des causes de cette surconsommation soit entreprise afin que des solutions puissent être mises sur pied pour la réduire, voire l'éliminer, par des solutions d'efficacité énergétique ou des mesures de sensibilisation.

[757] Le Distributeur indique son ouverture à retarder au 1^{er} avril 2015 l'amorce de la hausse proposée du prix de la 2^e tranche applicable au nord du 53^e parallèle afin de permettre aux clients du Nunavik de mettre en place des mesures visant à ajuster leur consommation et à réduire l'impact sur leur facture d'électricité³⁷⁹.

[758] La Régie considère qu'il ne dépend pas seulement des clients du Nunavik de mettre en place, de leur côté, des mesures visant à ajuster leur consommation et à réduire l'impact du taux de la 2^e tranche des tarifs résidentiels sur leur facture d'électricité, mais que le Distributeur doit également clarifier ses objectifs et ajuster son offre de programmes, de mesures et de tarifs, en visant une utilisation optimale de l'énergie dans les RA au nord du 53^e parallèle.

[759] La Régie approuve la stratégie de mise à jour des tarifs applicables au nord du 53^e parallèle proposée par le Distributeur. Elle accepte le report de la mise en application de la hausse graduelle du tarif de la 2^e tranche des tarifs résidentiels au 1^{er} avril 2015.

[760] La Régie encourage le Distributeur à collaborer avec toutes les parties visées afin de mettre en place des mesures permettant de réduire la consommation en 2^e tranche des clients du Nunavik.

[761] La Régie constate que les organismes ayant en charge les factures de plus de 95 % des abonnements résidentiels du Nunavik pourront grandement bénéficier des fonctionnalités associées au projet LAD.

³⁷⁸ Pièce B-0088, p. 131 à 133.

³⁷⁹ Pièce B-0162, p. 12 et 13.

[762] **Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.**

18.6 INTRODUCTION AU SERVICE COMPLET D'ÉCLAIRAGE PUBLIC D'UN TARIF APPLICABLE À UN NOUVEAU LUMINAIRE DEL

[763] Le Distributeur prévoit remplacer, au cours des prochaines années, des luminaires à vapeur de SHP du service complet d'éclairage public par des luminaires DEL³⁸⁰. Ce remplacement permettra d'offrir aux abonnés du service complet d'éclairage public un service équivalent à prix moindre grâce à la réduction des coûts d'alimentation électrique et d'entretien. Le Distributeur précise qu'il procédera en premier lieu au remplacement des quelque 1 400 luminaires SHP du service complet d'éclairage public au Nunavik³⁸¹.

[764] Le tarif proposé pour le nouveau luminaire DEL offert au service complet d'éclairage public est établi de manière à couvrir la fourniture et l'exploitation du luminaire, son entretien ainsi que son alimentation électrique. Le coût de l'alimentation électrique est calculé en fonction de la consommation estimée au tarif du service général d'éclairage public. En actualisant le coût d'acquisition du luminaire DEL et son entretien sur une durée de vie utile de 16 ans, et compte tenu de l'ajustement tarifaire proposé, le prix applicable au luminaire DEL de 6 100 lumens (ou 65 W) s'élèverait à 21,81 \$/mois au 1^{er} avril 2014. Ce prix est environ 5 % inférieur à celui du luminaire équivalent, le luminaire SHP à 8 500 lumens (ou 100 W). Comme pour les autres tarifs du service complet d'éclairage public, le Distributeur propose d'ajuster ce prix annuellement en fonction de l'ajustement tarifaire moyen du tarif G autorisé par la Régie³⁸².

³⁸⁰ Pièce B-0049, p. 27 et 28.

³⁸¹ Pièce B-0162, p. 13.

³⁸² Pièce B-0049, p. 28.

[765] Le GRAME est d'avis que la proposition du Distributeur permettra de réduire la consommation énergétique des réseaux au nord du 53^e parallèle et accueille favorablement ce nouveau tarif³⁸³.

[766] L'UMQ souhaite que le Distributeur fasse bénéficier sa clientèle de l'ensemble des économies générées par le passage aux luminaires DEL dans son service complet d'éclairage public, que ces économies soient générées par l'économie d'énergie ou par la baisse des autres coûts³⁸⁴. L'intervenante considère que le luminaire DEL génère plus d'économies d'entretien que celles présentées par le Distributeur et elle suggère que les coûts de fourniture et d'installation soient analysés et justifiés³⁸⁵.

[767] Le Distributeur précise que tout le gain résultant de la baisse des coûts associée au tout nouveau luminaire DEL est entièrement transféré aux titulaires du service complet. Il ajoute qu'avec le temps, la technologie va continuer d'évoluer et que les prix pourraient éventuellement être revus à la baisse³⁸⁶.

[768] La Régie constate que les municipalités qui trouvent plus avantageux de ne pas souscrire au service complet d'éclairage public du Distributeur, pour quelque raison que ce soit, ont l'entière possibilité de le faire.

[769] La Régie accepte le tarif proposé par le Distributeur aux municipalités du réseau intégré pour le nouveau luminaire DEL en service complet d'éclairage public.

[770] Dans les RA, comme chaque kWh vendu au tarif général d'éclairage public est très déficitaire par rapport aux coûts de sa production, il est de l'intérêt du Distributeur et de l'ensemble de sa clientèle de veiller à ce que les communautés des RA installent les systèmes d'éclairage public les plus performants. **La Régie encourage le Distributeur dans sa démarche de procéder en premier lieu au remplacement des quelque 1 400 luminaires SHP du service complet d'éclairage public au Nunavik par des luminaires DEL.**

³⁸³ Pièce C-GRAME-0013, p. 32 et pièce C-GRAME-0017, p. 1.

³⁸⁴ Pièce C-UMQ-0010, p. 1.

³⁸⁵ Pièce C-UMQ-0007, p. 41 à 44.

³⁸⁶ Pièce B-0162, p. 13.

[771] Dans les RA, la Régie encourage le Distributeur à élargir son offre de service complet d'éclairage extérieur et à ne pas la limiter au remplacement des seuls luminaires déjà en service complet et aux municipalités qui n'ont aucun abonnement au service général d'éclairage public.

18.7 MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TEXTE DES TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR

[772] Les modifications proposées au texte des Tarifs incluent l'introduction de nouvelles modalités associées aux changements à l'offre tarifaire ou visant à préciser l'application des tarifs actuels et l'harmonisation de la formulation des modalités actuelles.

18.7.1 TARIF L

Domaine d'application et règles d'admissibilité au tarif L

[773] L'article 52.1.1 de la Loi se lit comme suit :

« 52.1.1 Pour l'application des articles 52.1 et 52.2, le tarif L est le tarif applicable à un abonnement annuel d'une puissance à facturer minimale de 5 000 kilowatts ou plus et dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle.

Une activité industrielle est l'ensemble des actions assurant la fabrication, l'assemblage ou la transformation de marchandises ou de denrées, ou l'extraction de matières premières »³⁸⁷.

³⁸⁷ Article 52.1.1 de la Loi, introduit par l'article 63 de la Loi 20 de 2010.

[774] Afin de tenir compte de la Loi et de la création du tarif LG, le Distributeur propose que le domaine d'application du tarif L soit désormais libellé de la façon suivante :

« Le tarif L s'applique à un abonnement annuel au titre duquel l'électricité est destinée principalement à une activité industrielle et dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts ou plus »³⁸⁸.

[775] À l'audience, le Distributeur précise que, par un libellé différent de celui de l'article 52.1.1 de la Loi, il ne vise pas une réalité différente de celle visée par cet article³⁸⁹. En argumentation, il indique que *« le libellé proposé pour le domaine d'application du tarif L tient compte de la [Loi] et s'harmonise à la forme utilisée dans le reste du texte des Tarifs pour un tarif à l'usage. C'est la seule nuance et il n'y a donc pas de différence, du moins au niveau des intentions, entre le libellé proposé par le Distributeur et celui mentionné dans la [Loi] »³⁹⁰.*

[776] Par ailleurs, afin de limiter la charge non industrielle au tarif L et de tenir compte de la notion de « principalement » contenue au domaine d'application du tarif L, tel que défini à l'article 52.1.1 de la Loi, le Distributeur propose d'introduire, comme au tarif domestique, le nouvel article 5.3 suivant pour définir les règles d'admissibilité dans le cas d'un usage mixte³⁹¹ :

« 5.3 Activités non industrielles

Lorsque l'électricité n'est pas destinée exclusivement à une activité industrielle, le tarif L s'applique à condition que la puissance maximale appelée associée aux activités non industrielles ne dépasse pas la moins élevée des valeurs suivantes :

- a) 1 000 kilowatts ou*
- b) 10 % de la puissance souscrite.*

Dans le cas où la puissance maximale appelée associée aux activités non industrielles dépasse ce seuil, l'électricité destinée à ces activités est enregistrée par un appareil de mesurage supplémentaire et facturée au tarif général approprié. S'il n'y a pas d'appareil de mesurage supplémentaire, le tarif LG s'applique à toute l'électricité livrée en vertu de l'abonnement »³⁹².

³⁸⁸ Pièce B-0049, p. 29 et pièce B-0051, p. 71, article 5.1.

³⁸⁹ Pièce A-0061, p. 154 à 162.

³⁹⁰ Pièce B-0162, p. 14 et pièce A-0067, p. 54.

³⁹¹ Pièce B-0049, p. 29 et 30.

³⁹² Pièce B-0051, p. 71 et 72, article 5.3

[777] Selon une analyse qu'il a faite de l'utilisation de l'électricité de tous les clients industriels de grande puissance, le Distributeur indique que seulement deux clients avec des usages mixtes ont été identifiés comme étant affectés par l'instauration de ces règles d'admissibilité :

« un [premier client] dont la puissance maximale associée aux usages non industriels est négligeable, et un autre, dont la puissance non industrielle représentait près de 50 % de sa charge. Dans ce dernier cas, il s'agit d'un client qui a regroupé plusieurs charges de natures diverses au tarif M afin d'avoir accès au tarif L de grande puissance. Ce client sera facturé au tarif LG »³⁹³.

[778] À l'audience, le Distributeur indique cependant que sa proposition ne vise pas ces deux clients en particulier. Il précise que :

« [...] l'intention qu'on avait ici, ce qui était surtout important c'était d'éviter de créer un autre, une situation où on aurait un même type d'usage ou un même type d'usage industriel qui serait au tarif M, qui aurait le droit au tarif M et que, parce qu'il y a un autre client qui est industriel au tarif L, pourrait lui donner de la place à l'intérieur de son tarif L pour lequel on pourrait appliquer le tarif L à ce client-là. Donc on aurait une situation où deux clients auraient un tarif différent. Donc on crée une situation de concurrence qui ne serait pas pertinente de faire. C'est surtout ce point-là »³⁹⁴.

[779] Le Distributeur réfère également, au soutien de sa proposition, à certains commentaires contenus dans des documents budgétaires émis par le gouvernement du Québec dans le cadre des budgets 2010-2011 et 2013-2014³⁹⁵.

³⁹³ Pièce B-0088, p. 129.

³⁹⁴ Pièce A-0061, p. 164 et 165.

³⁹⁵ Pièce B-0159.

[780] En argumentation, le Distributeur indique, relativement à ces nouvelles règles d'admissibilité proposées pour le tarif L, que :

« [1] l'existence d'une tarification à l'usage implique nécessairement la présence possible d'usages mixtes. Ainsi, il faut interpréter le terme « principalement » à la lumière du contexte tarifaire et des règles appliquées par la Régie à ce jour, notamment les règles appliquées dans le cas de la tarification à l'usage au domestique. Bien que la [Loi] ne tienne pas compte de la réalité des usages mixtes, le Distributeur soumet que la Régie doit prévoir un encadrement à cet effet. L'absence d'encadrement des activités non industrielles pourrait conduire à des situations qui feraient en sorte, par l'entremise du regroupement de charges par exemple, de contourner l'objectif du législateur de réserver le tarif L aux seuls grands industriels opérant généralement dans un contexte de concurrence mondiale »³⁹⁶.

[781] L'AQCIE/CIFQ est d'avis que « [s]elon les dictionnaires et la jurisprudence relative à d'autres lois l'activité « principale » est celle qui prédomine, celle qui est majoritaire, celle qui est plus importante que les autres et non pas celle qui est presque exclusive, ce à quoi correspond, précisément l'exigence d'une utilisation à au moins 90 % de la puissance qui est proposée par le Distributeur ». Selon l'intervenant, « [l]a clientèle actuelle que représentent l'AQCIE et le CIFQ ne serait probablement pas affectée défavorablement par la disposition proposée, comme semble l'indiquer le Distributeur, mais ils tiennent à signaler à la Régie que le texte proposé ne paraît pas compatible avec la loi et serait exposé à une éventuelle contestation »³⁹⁷.

[782] L'UMQ s'inquiète qu'avec la création du tarif LG et l'interprétation de la définition d'« activité industrielle » faite par le Distributeur, certains abonnements municipaux au tarif L³⁹⁸ ne soient plus considérés comme des grands clients industriels. L'intervenante soumet à la Régie qu'à sa face même, le procédé de fabrication de l'eau potable est une activité industrielle et « qu'elle devrait maintenir pour les abonnements annuels d'une puissance à facturer minimale de 5 000 kW ou plus, visant la production d'eau potable et l'épuration des eaux usées, l'accès au tarif « L », dans la mesure évidemment où la condition proposée par le Distributeur à l'effet de limiter la taille des charges non-industrielles est respectée »³⁹⁹.

³⁹⁶ Pièce B-0162, p. 15 et pièce A-0067, p. 55 à 59.

³⁹⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 24.

³⁹⁸ L'intervenante identifie les abonnements suivants : Usines de production d'eau potable Charles-Des-Baillets et Atwater, la Station de pompage McTavish et la Station d'épuration des eaux Jean-R.-Marcotte.

³⁹⁹ Pièce C-UMQ-0007, p. 37 à 40.

[783] La Régie est d'avis que la définition proposée du champ d'application du tarif L, selon un libellé différent de celui de l'article 52.1.1 de la Loi, ainsi que l'ajout proposé des nouvelles règles d'admissibilité relatives à l'activité industrielle ont pour effet d'introduire des critères ou des conditions d'application du tarif L que le législateur n'a pas jugé requis ou opportun de préciser lors de l'adoption de l'article 52.1.1 de la Loi et de la création du tarif LG en vertu de l'article 80 de la Loi 20-2010⁴⁰⁰.

[784] Au surplus, le Distributeur n'a pas convaincu la Régie de la nécessité d'interpréter le terme « principalement » en encadrant, comme il le propose, la notion *d'activité industrielle*. En particulier, il ne l'a pas convaincue que les niveaux de 1 000 kilowatts et de 10 % de la puissance souscrite qu'il a proposés soient les niveaux appropriés pour distinguer une activité « principalement » industrielle de celle qui ne l'est pas.

[785] Dans ce contexte, la Régie est d'avis que l'article 52.1.1 de la Loi et l'article 80 de la Loi 20-2010 devront être interprétés et appliqués selon les faits pertinents, dans chaque cas d'espèce, et selon les argumentations qui lui seront alors soumises.

[786] En conséquence, la Régie rejette la modification proposée par le Distributeur à l'article 5.1 des Tarifs ainsi que l'ajout du nouvel article 5.3 qu'il propose. Elle lui demande cependant de modifier l'article 5.1 des Tarifs selon le libellé suivant, en cohérence avec le premier alinéa de l'article 52.1.1 de la Loi :

« 52.1.1 Le tarif L est le tarif applicable à un abonnement annuel d'une puissance à facturer minimale de 5 000 kilowatts ou plus et dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle. ».

[787] Par ailleurs, la Régie juge que la définition actuelle d' « activité industrielle », à l'article 1.1 des Tarifs, est cohérente avec celle formulée au deuxième alinéa de l'article 52.1.1 de la Loi.

⁴⁰⁰ Article 52.1.1 de la Loi, introduit par l'article 63 de la Loi 20 de 2010 (P.L. 100); article 80 de la Loi 20 de 2010 (P.L. 100). Ces deux articles sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014.

18.7.2 AUTRES TARIFS ET OPTIONS DE GRANDE PUISSANCE

[788] Le Distributeur indique que les tarifs H et LD sont d'application générale et ne sont pas mentionnés dans la Loi comme devant être exemptés de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale. Il propose donc que ces deux tarifs soient indexés selon l'évolution des prix du tarif LG.

[789] Le tarif de maintien de la charge est réservé au client industriel. Le Distributeur propose de simplifier le domaine d'application de ce tarif en référant directement au tarif L et donc de retirer le terme « client industriel » du texte des Tarifs et à la section portant sur le *Tarif de maintien de la charge*, notamment aux définitions de « collaborateur » et de « fournisseur ».

[790] Sans apporter de changement, dans les Tarifs, aux domaines d'application des options du chapitre 5 (*Rodage et Essais d'équipements*) et des options de gestion de la consommation du chapitre 6 (*Électricité interrompible, Électricité additionnelle et Utilisation des groupes électrogènes de secours*), le Distributeur propose cependant certaines précisions afin d'identifier les tarifs appropriés.

[791] La Régie accepte les propositions du Distributeur à l'égard des tarifs H et LD, du tarif de maintien de la charge et des options des chapitres 5 et 6 des Tarifs.

18.7.3 FACTURATION POUR MAUVAIS FACTEUR DE PUISSANCE AUX TARIFS L ET LG

[792] Selon l'article 18.15 des CSDÉ, les clients de grande puissance doivent maintenir un facteur de puissance supérieur à 95 %. Selon le Distributeur, la tarification de la puissance excédentaire associée à un mauvais facteur de puissance permettrait d'assurer le respect de l'exigence technique du maintien d'un facteur de puissance supérieur à 95 %.

[793] Le Distributeur propose, comme au tarif G-9, de facturer les kVA excédentaires associés à un mauvais facteur de puissance. Cette mesure inciterait le client à corriger ou maintenir un bon facteur de puissance même si ses appels de puissance sont inférieurs à 5 000 kW, tout en évitant le transfert de clients du tarif M au tarif L ou au tarif LG uniquement pour éviter de corriger un mauvais facteur de puissance.

[794] Le Distributeur indique que la majorité des clients, soit plus de 80 %, ne seront pas affectés par la mesure proposée. Quant aux clients touchés, 6 % ont un impact inférieur à 0,5 %, ce qui correspond à 1 600 \$ en moyenne annuellement⁴⁰¹.

[795] La Régie accepte la demande du Distributeur de procéder à la facturation des kVA excédentaires associés à un mauvais facteur de puissance aux tarifs L et LG, selon le nouvel article 5.17 des CSDÉ qu'il propose.

18.7.4 SEUIL D'ADMISSIBILITÉ AU TARIF G

[796] Le Distributeur propose d'appliquer la réduction de la limite supérieure du tarif G de 100 kW à 65 kW, tel qu'acceptée dans la décision D-2009-016, mais suspendue en 2010⁴⁰².

[797] Le seuil de 65 kW correspond à celui autour duquel le passage au tarif G-9 devient économique pour un client dont le FU est faible. La forte majorité des clients touchés par la diminution du seuil d'admissibilité, soit 84 %, bénéficiera d'un impact favorable (gain annuel moyen de 3 121 \$), alors que pour les autres clients, soit 16 %, il y aura une hausse de facture annuelle moyenne de 772 \$.

[798] Le Distributeur ajoute que les 1 672 clients touchés par la diminution du seuil d'admissibilité bénéficieront d'un gain annuel moyen de 2 504 \$⁴⁰³.

⁴⁰¹ Pièce B-0088, p. 127.

⁴⁰² Dossier R-3740-2010, pièce A-46, p. 143, par. 602.

⁴⁰³ Pièce B-0088, p. 120.

[799] Le Distributeur indique que :

« [1]’objectif de cette modification était de réserver le tarif G aux clients non facturés en puissance tout en y laissant une marge pour les clients avec peu de kilowatts facturés. Un seuil d’admissibilité à 100 kW de puissance à facturer minimale signifie que les clients peuvent avoir des appels de puissance jusqu’à 154 kW, ce qui est élevé pour un tarif destiné à de petits clients. En effet, cette valeur est trois fois plus élevée que le seuil d’admissibilité du tarif M comparativement à deux fois plus dans le cas d’un seuil d’admissibilité à 65 kW. De plus, le seuil de 65 kW correspond à celui autour duquel le passage au tarif G-9 devient économique pour un client dont le facteur d’utilisation est faible »⁴⁰⁴.

[800] **La Régie accepte la demande de réduction du seuil d’admissibilité de 100 kW à 65 kW pour le tarif G.**

18.7.5 ÉLARGISSEMENT DU DOMAINE D’APPLICATION DU TARIF G-9

[801] Comme il ne dispose pas d’une offre tarifaire pour les clients de grande puissance avec un faible FU, le Distributeur propose d’élargir le tarif G-9 aux clients de grande puissance plutôt que d’introduire un tarif pour faible FU dérivé du tarif L.

[802] Au soutien de sa proposition, le Distributeur indique que les clients de grande puissance ont rarement des FU inférieurs à 30 %, ce qui devrait limiter le nombre de cas dans le futur. De plus, un nouveau tarif dérivé du tarif L *« reproduirait le problème actuel de passage entre le tarif M et les tarifs L et LG avec un seuil de passage de plus en plus bas, ce qui n’est pas souhaitable »⁴⁰⁵*. Le Distributeur prévoit qu’un seul client se prévaudra de ce tarif.

⁴⁰⁴ Pièce B-0088, p. 119.

⁴⁰⁵ Pièce B-0049, p. 32.

[803] Le Distributeur indique qu'il est :

« justifié d'ouvrir le tarif G-9 aux clients de grande puissance, car il n'y a pas de tarif pour faible facteur d'utilisation pour cette catégorie de clients. Bien qu'il n'anticipe pas d'autre client pour l'instant, le fait d'élargir l'admissibilité au tarif G-9 permettra de répondre à toute demande éventuelle en ce sens, ce qui ne peut être fait pour l'instant. De plus, le Distributeur trouve plus judicieux d'élargir un tarif existant plutôt que d'introduire un autre tarif pour un si faible potentiel »⁴⁰⁶.

[804] La Régie accepte la demande d'élargissement du domaine d'application du tarif G-9, telle que proposée par le Distributeur.

18.7.6 MESURES DE TRANSFERT PROACTIF VISANT DES CLIENTS DU TARIF G

[805] Dans le but de compléter l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif G et pour qu'aucun client ne demeure à ce tarif si un tarif de moyenne puissance s'avère plus avantageux, le Distributeur propose de réintroduire la procédure de transfert proactif mise en place temporairement au 1^{er} avril 2011 lors du changement du domaine d'application du tarif M⁴⁰⁷.

[806] Le Distributeur indique qu'il utilisera les mêmes critères qu'en 2011 pour identifier les clients qui migreront du tarif G vers le tarif M ou le tarif G-9, c'est-à-dire une consommation annuelle de 175 000 kWh ou plus et une économie de facture d'au moins 3 % associée à l'application du nouveau tarif sur la base du profil des 12 dernières périodes de consommation. Il prévoit que plus de 5 000 clients pourraient changer de tarif en vertu de cette procédure en 2014. Tout comme en 2011, une correspondance sera envoyée aux titulaires d'un abonnement dont le tarif sera modifié, afin de les informer de ce changement. Le Distributeur indique que si le client estime que ce profil ne correspond pas à ce qu'il anticipe pour la prochaine année, il lui sera possible de revenir au tarif G ou d'opter pour un autre tarif. Cette procédure sera conservée jusqu'à l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif G⁴⁰⁸.

⁴⁰⁶ Pièce B-0088, p. 130 et 131.

⁴⁰⁷ Pièce B-0049, p. 32.

⁴⁰⁸ Pièce B-0049, p. 32 et 33.

[807] **La Régie juge que ces mesures respectent les orientations de la réforme des tarifs généraux présentées aux dossiers tarifaires R-3644-2007 et R-3677-2008. Elle accepte la proposition du Distributeur, telle que précisée à l'article 3.8 du texte des Tarifs du 1^{er} avril 2014⁴⁰⁹.**

18.7.7 AUTRES MODIFICATIONS

[808] Le Distributeur propose les changements suivants en plus des modifications des sections précédentes :

- une précision est ajoutée à l'article 2.11 indiquant que pour qu'un gîte touristique soit admissible au tarif D, ses services doivent être offerts exclusivement aux personnes qui louent des chambres. Si le gîte contrevient aux conditions de l'article 2.11, l'article 2.14 relatif à l'usage mixte s'applique;
- de façon à harmoniser le tarif de rodage de moyenne puissance avec celui de grande puissance, l'article 4.43 est modifié de façon à permettre de retirer ce tarif à un client qui ne peut démontrer qu'il procède toujours à du rodage;
- une précision est apportée à l'article 6.14 à la définition de la puissance maximale de l'option d'électricité interruptible pour la grande puissance afin de tenir compte des appels de puissance réelle enregistrés en tout temps, sauf en période de reprise, ce qui est cohérent avec la facturation de la puissance aux tarifs L et LG. Cette modification permet, dans le calcul du coefficient de contribution et de la puissance interruptible effective horaire, de ne pas pénaliser les clients dont le plus grand appel de puissance réelle de la période de consommation se retrouve en dehors des heures utiles;
- l'article 6.15 de l'option d'électricité interruptible pour la grande puissance est modifié pour permettre au Distributeur de refuser la puissance interruptible offerte par un client lorsqu'elle ne peut être acheminée sur le réseau, là où sont concentrés les besoins, en raison des contraintes afférentes à sa localisation;
- en ce qui a trait à l'application des tarifs généraux de petite et de moyenne puissance pour les clients des RA, une précision est apportée à l'article 7.4 à l'effet que, conformément à la décision D-2006-34, la climatisation au nord du 53^e parallèle est également autorisée pour assurer le bon fonctionnement des équipements sensibles à la chaleur;

⁴⁰⁹ Pièce B-0051, p. 38.

- de nouveaux taux pour l'entretien et l'exploitation en aérien en avant-lot et arrière-lot sont ajoutés à l'article 12.7;
- de nouveaux prix unitaires sont ajoutés à l'article 12.8;
- des prix forfaitaires relatifs au mesurage sont ajoutés à l'article 12.10.

[809] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve les modifications proposées au texte des Tarifs.**

[810] **La Régie demande au Distributeur de modifier le texte des Tarifs conformément à la présente décision.**

18.8 SÉANCE DE TRAVAIL SUR LA STRATÉGIE TARIFAIRE

[811] Dans sa décision D-2012-024, la Régie se disait d'avis que le contexte de l'adoption de la *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* (Loi 100)⁴¹⁰ et celui de réformes tarifaires bien amorcées mais non terminées, justifiait qu'une réflexion « *soit amorcée de manière à ce que la stratégie tarifaire du Distributeur et les moyens qu'il retiendra à partir du 1^{er} avril 2014 soient les mieux adaptés pour satisfaire les différents objectifs, notamment en matière d'équité et d'efficacité énergétique* »⁴¹¹.

[812] La Régie partageait alors l'avis de certains intervenants à l'effet qu'il importe de tenir un tel exercice de réflexion en y associant les intervenants et que cet exercice ne peut se limiter à l'examen d'un dossier tarifaire. Questionné à ce sujet, le Distributeur est d'ailleurs disposé à participer à un tel processus de consultation dès 2013.

⁴¹⁰ Dossier R-3776-2011, pièce A-0058, p. 171, par. 673.

⁴¹¹ Dossier R-3776-2011, pièce A-0058, p. 172, par. 677.

[813] Tel qu'énoncé dans la décision D-2012-024, la Régie souhaitait la tenue d'une telle séance de travail :

« [679] Pour ces raisons, la Régie initiera, au plus tard au printemps 2013, une séance de travail entre les intervenants et le Distributeur. Lors de cette séance, les intervenants feront part au Distributeur de leurs points de vue et recommandations en ce qui a trait à la stratégie tarifaire que le Distributeur devrait proposer pour application à compter du 1^{er} avril 2014, afin qu'il puisse en tenir compte dans l'élaboration de la stratégie tarifaire à être intégrée au dossier tarifaire 2014-2015.

[680] L'ensemble des modalités de la rencontre sera déterminé administrativement par la Régie. Des frais seront accordés aux intervenants selon les paramètres prévus au Guide de paiement des frais des intervenants 2011 ».

[814] Dans sa décision D-2013-037, la Régie notait que la séance de travail qu'elle souhaitait initier surviendrait :

« avant que la démarche du Distributeur devant conduire à la révision de la politique financière et à une proposition de traitement des écarts de rendement soit menée à terme. Comme l'indique le Distributeur, cet enjeu est particulièrement complexe et nécessite une réflexion approfondie dont les résultats pourraient entraîner des changements importants au cadre réglementaire pour le Transporteur et le Distributeur »⁴¹².

[815] La Régie notait également l'intention du gouvernement du Québec d'annuler la hausse graduelle de 1 ¢/kWh du coût du bloc patrimonial sur la période de 2014 à 2018 et de la remplacer par une indexation au rythme de l'IPC du Québec à compter de 2014.

[816] La Régie concluait donc ce qui suit :

« [743] Dans ce contexte et de façon à permettre au Distributeur de mener à bien la révision prévue de la politique financière et du mécanisme de partage, la Régie reporte la tenue de cette séance de travail annoncée dans la décision D-2012-024 [note de bas de page omise]. Elle est cependant d'avis qu'une telle séance de travail devra avoir lieu et demande donc au Distributeur de lui faire part dans les meilleurs délais du moment le plus propice pour la tenir ».

⁴¹² Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 181, par. 741.

[817] En argumentation dans le présent dossier, le Distributeur indique que :

« le dossier tarifaire offre à l'ensemble des intervenants l'opportunité d'exprimer leur position et de présenter des propositions. Les rencontres proposées auront pour effet de retarder des décisions qui doivent être prises cette année. Le prochain rendez-vous à la stratégie tarifaire viendra plutôt lorsque l'installation des compteurs de nouvelle génération sera complétée »⁴¹³.

Un contexte économique et énergétique

[818] Dans la portion de sa preuve portant sur la stratégie tarifaire, le Distributeur trace le portrait d'un contexte économique difficile pour la clientèle issue du secteur industriel et préoccupant pour l'ensemble de l'économie québécoise.

[819] Sur le plan économique, le Distributeur évoque la diminution de la production manufacturière du Québec. Il ajoute que « [a]vec l'économie américaine qui privilégie de plus en plus la production locale, le Québec ne réussit pas à profiter de la reprise de son secteur industriel, alors que l'Europe, son second partenaire économique, demeure affectée par une situation économique et financière difficile »⁴¹⁴.

[820] Quant au contexte énergétique, le Distributeur rappelle les effets de la forte croissance de la production de gaz naturel en Amérique du Nord provenant, notamment, du gaz de schiste, sur le prix du gaz naturel ainsi que la dégradation de la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel au Québec, dans le secteur commercial et institutionnel, et ce, depuis 2006.

[821] Il indique que « [o]utre l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale à compter de 2014, le contexte économique et énergétique très différent de celui qui prévalait lors de l'étude de la réforme par la Régie en 2006 et 2007 et l'avantage concurrentiel des tarifs moins important pour la clientèle de moyenne puissance que pour les autres catégories de clients plaident pour un rééquilibrage des tarifs généraux »⁴¹⁵.

⁴¹³ Pièce B-0162, p. 18.

⁴¹⁴ Pièce B-0049, p. 7.

⁴¹⁵ Pièce B-0049, p. 6.

Réforme des tarifs généraux

[822] Le Distributeur indique que « *la stratégie d'éliminer la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M, retenue dans un tout autre contexte, doit être revue, car elle n'apporte plus l'amélioration souhaitée du signal de prix des tarifs généraux* »⁴¹⁶.

[823] Il ajoute que :

*« l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M a pour conséquence de concentrer un impact tarifaire relativement important sur un nombre limité de grands clients, surtout des clients industriels, d'autant plus que la facture d'électricité représente une part relativement plus importante de leurs coûts d'exploitation. De plus, cette mesure entraîne un déplacement du seuil de passage entre les tarifs M et L qui se traduit par un coût unitaire toujours dégressif et un signal en puissance inexistant, [...]. Il est à noter également que l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale vient aggraver cette situation avec des conséquences grandissantes sur l'évolution de la structure des tarifs »*⁴¹⁷.

[824] En réponse à la Régie, le Distributeur réitère que :

« des changements de contexte depuis 2008 [...] militent en faveur d'une modification à la stratégie tarifaire actuelle, notamment le faible prix du gaz naturel, les surplus énergétiques et la fragilité de l'économie.

Le Distributeur a également mis en lumière le fait que l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale à compter du 1^{er} janvier 2014 aura pour effet d'accroître l'écart tarifaire entre le tarif M et le tarif L et ainsi d'abaisser le seuil de passage entre ces deux tarifs [...].

*C'est en considérant ces changements de contexte, incluant la hausse du coût de l'électricité patrimoniale, que le Distributeur propose de revoir la stratégie tarifaire visant l'élimination de la dégressivité au tarif M »*⁴¹⁸.

⁴¹⁶ Pièce B-0049, p. 9.

⁴¹⁷ Pièce B-0049, p. 9.

⁴¹⁸ Pièce B-0088, p. 122.

Position des intervenants

[825] L'AREQ est d'avis que :

« la stratégie tarifaire proposée par HQD opère un virage brutal dans la dynamique contractuelle qui prévalait jusqu'à maintenant entre les parties; elle remet en question l'intrafinancement des clients historiques du tarif L, le principe de tarification selon la puissance souscrite qui a façonné les relations d'affaires des parties jusqu'à maintenant, les processus d'achat d'énergie ainsi que les plans de modernisation et de développement des infrastructures de l'AREQ élaborés depuis longtemps selon ces principes et cette stratégie d'affaires convenus »⁴¹⁹.

[826] L'intervenante est aussi d'avis que les propositions de la Régie d'initier des séances de travail entre le Distributeur et les intervenants sur la stratégie tarifaire depuis la création du nouveau tarif LG doivent être mises en œuvre, afin d'identifier quels mécanismes de tarification seraient appropriés, justes et équitables pour l'AREQ⁴²⁰.

[827] Pour l'UC, le moment est propice pour actualiser la stratégie tarifaire du Distributeur. Elle recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de tenir une séance de travail ou de mettre sur pied un groupe de travail regroupant des représentants du Distributeur et des intervenants afin de mettre à jour, avant le dépôt de la demande tarifaire 2015-2016, la stratégie tarifaire du Distributeur⁴²¹.

⁴¹⁹ Pièce C-AREQ-0009, p. 16.

⁴²⁰ Pièce C-AREQ-0009, p. 5.

⁴²¹ Pièce C-UC-0017, p. 27.

[828] N'étant pas convaincue que le Distributeur ait bien pris soin d'estimer l'évolution de la nouvelle catégorie tarifaire correspondant au tarif LG, l'UMQ recommande à la Régie :

« de reporter de six mois sa décision à l'égard du nouveau tarif « LG » et de forcer, dans l'intervalle, le Distributeur à étudier les impacts de la création de ce nouveau tarif « LG » au sein d'un groupe de travail réunissant les intervenants susceptibles de représenter ces consommateurs. Le résultat de l'analyse effectuée en groupe de travail pourrait ensuite être soumis à la Régie dans le cadre d'une cause de nature tarifaire, qui ne porterait que sur cette question, et qui pourrait se dérouler à la fin du printemps 2014 »⁴²².

[829] L'UMQ recommande également la création d'une catégorie tarifaire spécifique pour les municipalités.

[830] Pour sa part, l'UPA est d'avis que la structure tarifaire actuelle ne répond pas à la nature particulière de son secteur. L'intervenante indique que :

« [s]i la Régie ne peut, en vertu de la législation actuelle, mettre en place un tarif adapté au secteur agricole au Québec, elle se doit de le constater et d'ordonner sans délai que des études soient réalisées afin de bien analyser les caractéristiques du secteur agricole au Québec pour y introduire des stratégies tarifaires innovantes, respectant entre autres l'esprit du décret gouvernemental émis le 25 septembre 2013 »⁴²³.

Opinion de la Régie

[831] Comme elle l'indiquait dans sa décision D-2011-028, la Régie est d'avis qu'il importe de tenir compte des événements, des contextes et de leur évolution lors de l'application d'une réforme tarifaire ou l'élaboration d'une stratégie tarifaire.

⁴²² Pièce C-UMQ-0007, p. 36 et 37.

⁴²³ Pièce C-UPA-0030, p. 9.

[832] Dans le présent dossier, la preuve du Distributeur démontre que le contexte économique et énergétique est en évolution et requiert certains ajustements tarifaires, de manière à présenter une offre tarifaire qui soit équilibrée, équitable, durable et susceptible de contribuer davantage au soutien de l'économie québécoise. Ces préoccupations, les interrogations et les ajustements qui en découlent sont au cœur de la mission d'un organisme de régulation économique.

[833] Or, la Régie est d'avis que ce contexte peut, et doit aussi, être l'occasion d'échanger d'une manière plus ciblée sur la stratégie tarifaire du Distributeur pour tracer un bilan des réformes engagées et pour en revoir certains éléments, s'il y a lieu. Ces échanges seront d'autant plus à propos que l'installation des CNG offrira de nouvelles opportunités au Distributeur et à sa clientèle.

[834] La Régie juge que ces consultations sont pertinentes en vue de permettre au Distributeur de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2016-2017, une demande qui tienne compte du contexte et des préoccupations des intervenants.

[835] Pour ces raisons, la Régie initiera, au plus tard au printemps 2015, une séance de travail regroupant le Distributeur, les intervenants et des membres du personnel de la Régie. Lors de cette séance, les intervenants feront part au Distributeur de leurs points de vue et de leurs recommandations en ce qui a trait à la stratégie tarifaire que le Distributeur devrait proposer, pour application à compter du 1^{er} avril 2016, en vue de l'élaboration de la stratégie tarifaire à être intégrée au dossier tarifaire 2016-2017.

[836] La Régie souhaite indiquer aux intervenants, notamment l'AREQ, l'UMQ et l'UPA, que leurs représentations relatives, notamment, à la création d'un tarif propre aux redistributeurs, aux municipalités ou à la clientèle agricole pourront être présentées dans le cadre de la séance de travail sur la stratégie tarifaire.

19. HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE

[837] Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve, pour le Distributeur, des revenus requis de 11 306,7 M\$ et des autres revenus de 180,2 M\$ pour l'année témoin 2014. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 4,3 % pour l'ensemble des

tarifs, à l'exception du tarif L, dont la hausse est estimée à 3,5 %, tel que décrit au tableau suivant :

TABLEAU 45
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE 2014

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>	<i>Demande initiale mise à jour ⁽¹⁾</i>	<i>Demande ajustée ⁽²⁾</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Revenus des ventes 2014 (sans hausse de tarif)	10 784,3	10 784,3	10 784,3	(0,6)	10 783,7
Revenus autres que ventes d'électricité	176,7	176,7	180,2	0,0	180,2
Ajustement-Provision réglementaire 2013	(75,3)	(75,3)	(75,3)	0,0	(75,3)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	10 885,7	10 885,7	10 889,2	(0,6)	10 888,6
Revenus requis					
Achats					
Achats d'électricité	5 488,0	5 488,0	5 471,8	(17,8)	5 454,0
Service de transport	2 650,4	2 650,4	2 796,8	(57,8)	2 739,0
Coûts de distribution et SALC					
Charges d'exploitation	1 333,0	1 333,0	1 335,1	(15,8)	1 319,3
Autres charges	1 017,2	1 017,2	1 017,2	(17,8)	999,4
Frais corporatifs	33,5	33,5	33,5	0,0	33,5
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	690,6	716,4	808,2	(46,7)	761,5
	11 212,7	11 238,5	11 462,6	(155,9)	11 306,7
Revenus additionnels requis 2014	327,0	352,8	573,4	(155,3)	418,1
Revenus des ventes 2014 avant hausse					
Excluant les contrats spéciaux	9 994,4	9 994,4	9 994,4	(0,6)	9 993,8
Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	8 627,0	8 627,0	8 627,0	(0,6)	8 626,4
Hausse demandée					
Clientèle au tarif L	2,6 %	2,8 %	5,0 %		
Autres clientèles	3,4 %	3,6 %	5,8 %		
Hausse requise estimée					
Clientèle au tarif L					3,5 %
Autres clientèles					4,3 %
Provision réglementaire estimée					
<i>(à considérer dans l'année suivante)</i>					
					135

Sources : Pièce B-0012, p. 5; pièce B-0170, p. 3; et pièce B-0071, p. 7.

Note 1 : Le 30 janvier 2014, le Distributeur a procédé à la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres et du rendement sur la base de tarification, sous réserve de la décision à être rendue dans le dossier R-3842-2013.

Note 2 : Le 16 août 2014 et révisée le 10 septembre 2014, le Distributeur ajuste sa preuve en tenant compte du taux de rendement des capitaux propres demandé dans le dossier R-3842-2013.

Note : Pour l'année 2014, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale s'élève à 1,6 % et représente 71 M\$ (soit, 2,78 ¢/kWh x 1,6 % x 158 984 GWh).

Ce montant, récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de la clientèle au tarif L et aux contrats spéciaux, représente une hausse tarifaire supplémentaire de 0,8 % (soit, 71 M\$ ÷ 8 627 M\$).

[838] Selon les estimations de la Régie, la hausse tarifaire approuvée fait en sorte que les clients résidentiels verront leur facture annuelle augmenter d'environ 62 \$ en moyenne⁴²⁴.

[839] Le 4 mars 2014, la Régie a rendu sa décision D-2014-034⁴²⁵ relative au MTÉR qui permet le partage entre le Distributeur et ses clients des écarts entre le rendement des capitaux propres réalisé et celui autorisé. Pour l'année 2014 et les suivantes, la Régie détermine que les écarts de rendement négatifs seront à la charge du Distributeur. Les écarts de rendement positifs seront partagés comme suit :

- premiers 100 points de base : Distributeur 50 %, clientèle 50 %;
- au-delà de 100 points de base : Distributeur 25 %, clientèle 75 %.

[840] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 14 mars 2014, à 12 h, les documents suivants :**

- **le calcul de la provision réglementaire 2014;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues à la présente décision, selon le format de la pièce B-0050;**
- **l'étude de la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-0045;**
- **les ratios d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0049, page 11;**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0171⁴²⁶, B-0172 et B-0173 du dossier R-3814-2012;**
- **un nouveau texte, dans leurs versions française et anglaise, des *Tarifs et conditions du Distributeur* et des *Conditions de service d'électricité*, conforme aux exigences contenues aux diverses sections de la présente décision.**

⁴²⁴ Hausse calculée pour un client résidentiel chauffé à l'électricité, ayant une consommation annuelle moyenne de 18 769 kWh.

⁴²⁵ Dossier R-3842-2013, pièce A-0051, p. 91, par. 359 et p. 93, par. 370.

⁴²⁶ Pages 23 et 24.

[841] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE les modalités de disposition du compte d'écart relatif au BEIÉ soumis à la pièce B-0015;

REJETTE la modification de la période d'amortissement du solde des comptes de nivellement pour aléas climatiques des années 2008 à 2012 présentée à la pièce B-0039. **DEMANDE** de continuer d'appliquer la présente période d'amortissement pour le solde des comptes de nivellement pour les années 2008 et 2009 et **MODIFIE** la période restante d'amortissement pour les années 2010, 2011, 2012, respectivement à 5, 6 et 7 ans;

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 569,4 M\$, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*;

APPROUVE le budget demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2014;

DÉTERMINE un taux de rendement de 7,135 % de la base de tarification 2014 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et un coût moyen de la dette de 6,561 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,847 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires à la prestation de service, les revenus requis, les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2014 et la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2014, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **14 mars 2014, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

MODIFIE les *Conditions de service d'électricité*, tel qu'indiqué dans la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs et conditions du Distributeur*, tel qu'indiqué dans la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **14 mars 2014, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, dans le même format que celui de la pièce B-0050;

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Conditions de service d'électricité* et le texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* et de lui déposer ces documents, dans leurs versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **14 mars 2014, à 12 h**;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés.

Louise Rozon
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Louise Pelletier
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Stéphanie Lussier;

Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^{es} Sophie Lapierre et Richard Bergeron;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;

Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG) représentée par M. Denis Tanguay;

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 Éric Fraser;

Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^{es} Franklin S. Gertler et Pascale Boucher Meunier;

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 (SÉ/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^{es} Raphaël Lescop et Marc-André LeChasseur;

Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^{es} Marie-Andrée Hotte, Claude Tardif et Isabelle Demers.