

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2018-025

R-4011-2017

7 mars 2018

PRÉSENTS :

Lise Duquette

Diane Jean

Bernard Houle

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2018-2019*

INTERVENANTS :

Administration régionale Kativik (ARK);

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

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

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

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE);

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

Stratégies énergétiques (SÉ);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ);

Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	4
LISTE DES TABLEAUX	7
LISTE DES GRAPHIQUES	10
LISTE DES DÉCISIONS	11
LEXIQUE.....	14
ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS	16
1 INTRODUCTION.....	17
2 CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2018-2019.....	21
3 EFFICIENCE ET PERFORMANCE.....	22
3.1 Évaluation des indicateurs d'efficacité en termes de coûts	22
3.2 Évolution des indicateurs de qualité de service	24
3.3 Modifications des indicateurs de qualité de service	28
3.4 Efficacité des fournisseurs internes du distributeur	30
4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES.....	35
4.1 Modifications à l'ASC 715, <i>Compensation-Retirement Benefits</i>	35
4.2 Ajouts et modifications aux conventions comptables en vertu des PCGR des états-unis	38
4.3 Test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations	39
4.4 Résultats de l'exercice de révision des durées de vie utile	39
4.5 Modification proposée aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques	40
4.6 Programme « Conversion à l'électricité »	45
4.7 Actif réglementaire lié à une entente de suspension.....	49
5 PARAMÈTRES FINANCIERS.....	50
5.1 Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres..	50
5.2 Coût moyen de la dette.....	51
5.3 Taux de rendement de la base de tarification.....	53

5.4	Coût du capital prospectif	54
6	PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE.....	55
6.1	Année témoin 2018	55
6.2	Année de base 2017	59
6.3	Abrogation du suivi exigé par la décision D-2015-018	59
6.4	Taux de pertes de distribution	62
7	COÛTS ÉVITÉS	63
7.1	Coûts évités en réseau intégré.....	63
7.2	Coûts évités en réseaux autonomes.....	68
8	APPROVISIONNEMENTS.....	69
8.1	Approvisionnement en électricité.....	69
8.2	Programme « GDP Affaires ».....	77
8.3	Achats d'électricité	83
9	SERVICE DE TRANSPORT	85
10	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE.....	87
10.1	Charges d'exploitation	88
10.2	Autres charges.....	125
10.3	Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs.....	131
10.4	Frais corporatifs	132
10.5	Rendement de la base de tarification	133
11	BASE DE TARIFICATION	136
12	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2018	140
12.1	Sommaire des investissements.....	140
12.2	Projets inférieurs à 10 M\$.....	142
12.3	Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi	145
12.4	résultats du balisage et indicateurs de performance.....	146
13	INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	149
13.1	Demande budgétaire 2018	149
13.2	Enjeux spécifiques de certains programmes	154

13.3	Budget global en IEEÉ approuvé en 2018	160
14	REVENUS REQUIS.....	161
15	REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	165
15.1	Revenus autres que les ventes d'électricité.....	165
15.2	Rabais sur ventes - ménages à faible revenu	168
16	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	169
17	TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2018-2019	169
17.1	Options d'ajustement tarifaire tenant compte de la variation des coûts	169
17.2	Stratégie relative aux tarifs domestiques	177
17.3	Stratégie relative aux tarifs généraux et industriel.....	203
17.4	Révision des dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseaux autonomes	204
17.5	Révision du tarif de développement économique.....	212
17.6	Introduction d'un tarif de relance industrielle	212
17.7	Extension de l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture	217
17.8	Admissibilité à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse	219
17.9	Abrogation des tarifs à forfaits T-1 et T-2.....	220
17.10	Autres modifications	221
17.11	Suivis des mesures visant les exploitations agricoles.....	222
17.12	Suivi lié au tarif de développement économique.....	224
17.13	Suivi lié à la recharge des véhicules électriques.....	225
17.14	Bilan concernant l'option d'électricité interruptible.....	227
18	MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	227
18.1	Ententes de paiement	228
18.2	Interventions en efficacité énergétique	231
18.3	Harmonisation des services pour les MFR	233
19	HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE.....	235
	ANNEXE 1.....	231

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1	INDICATEURS D’EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS DU DISTRIBUTEUR AVEC ET SANS LES MODIFICATIONS À L’ASC 715.....	23
TABLEAU 2	INDICATEURS D’EFFICIENCE DE LA VPTIC	31
TABLEAU 3	INDICATEURS D’EFFICIENCE DU CSP	33
TABLEAU 4	IMPACT NET DE LA DÉCISION D-2017-125 SUR LES REVENUS REQUIS DE L’ANNÉE TÉMOIN 2018	37
TABLEAU 5	VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2018 DES SOLDES DU COMPTE DE <i>PASS-ON</i> ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES	42
TABLEAU 6	IMPACT TOTAL SUR LES REVENUS ADDITIONNELS REQUIS 2018 DE LA DÉCISION D-2017-119	48
TABLEAU 7	TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION	54
TABLEAU 8	COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF	55
TABLEAU 9	BESOINS EN ÉNERGIE.....	69
TABLEAU 10	APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE	70
TABLEAU 11	MODIFICATIONS AU BILAN EN PUISSANCE 2017-2018 – VERSION NOVEMBRE 2017	72
TABLEAU 12	ACHATS D’ÉLECTRICITÉ	84
TABLEAU 13	SERVICE DE TRANSPORT	85
TABLEAU 14	COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC	88
TABLEAU 15	CHARGES D’EXPLOITATION	89
TABLEAU 16	MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS	90
TABLEAU 17	ÉVOLUTION DES CHARGES DES « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES »	98
TABLEAU 18	ÉVOLUTION DES CHARGES DE LA VPTIC	101
TABLEAU 19	CHARGES D’EXPLOITATION SELON L’APPROCHE GLOBALE	104
TABLEAU 20	ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D’INDEXATION PARTICULIERS.....	106
TABLEAU 21	COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR.....	107

TABLEAU 22	ÉVOLUTION DU SOUTIEN FINANCIER DONT BÉNÉFICIE LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU.....	108
TABLEAU 23	COMPARAISON DES COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU AVEC ET SANS LES CHANGEMENTS À LA PRÉSENTATION (REDRESSÉS, M\$).....	109
TABLEAU 24	ÉVOLUTION DES COÛTS POUR LE DISTRIBUTEUR DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (REDRESSÉS, M\$)	110
TABLEAU 25	DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (REDRESSÉE, EN M\$)	111
TABLEAU 26	ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AUX IEÉ	114
TABLEAU 27	NOMBRE D'UNITÉS NATURELLES PAR ACTIVITÉ DE MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION 2016-2023.....	117
TABLEAU 28	COÛTS DE DÉPLOIEMENT DU PLAN D'ACTION 2016-2023	118
TABLEAU 29	AUTRES CHARGES.....	125
TABLEAU 30	ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT, INCLUANT LES SOLDES DES CER.....	129
TABLEAU 31	AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS.....	132
TABLEAU 32	FRAIS CORPORATIFS.....	133
TABLEAU 33	RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION	134
TABLEAU 34	BASE DE TARIFICATION	136
TABLEAU 35	ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION.....	138
TABLEAU 36	SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2018 (EN M\$)	140
TABLEAU 37	SOMMAIRE PAR TYPE D'INVESTISSEMENT (EN M\$).....	141
TABLEAU 38	SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$ PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)	142
TABLEAU 39	SOMMAIRE DES PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)	142
TABLEAU 40	BUDGETS ET IMPACTS DES PROGRAMMES ET ACTIVITÉS 2018 DU DISTRIBUTEUR EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP	150
TABLEAU 41	RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2018).....	151
TABLEAU 42	BUDGETS 2018 AUTORISÉS PAR LA RÉGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP	161

TABLEAU 43	REVENUS REQUIS 2018	162
TABLEAU 44	ESTIMATION DES REVENUS REQUIS AUTORISÉS EN 2018	164
TABLEAU 45	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ.....	165
TABLEAU 46	RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	168
TABLEAU 47	POINTES COÏNCIDENTES ANNUELLES SERVANT AU CALCUL DES FACTEURS DE RÉPARTITION.....	173
TABLEAU 48	ESTIMATION DE LA HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE EN 2018	236

LISTE DES GRAPHIQUES

GRAPHIQUE 1 INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES – COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L’INDUSTRIE.....	147
---	------------

LISTE DES DÉCISIONS

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2003-93	R-3492-2002 Phase 1	Demande relative à la détermination du coût du service du Distributeur et à la modification des tarifs d'électricité
D-2006-34	R-3579-2005	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2006-2007
D-2007-12	R-3610-2006	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008
D-2008-024	R-3644-2007	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009
D-2009-016	R-3677-2008	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2009-2010
D-2010-022	R-3708-2009	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2010-2011
D-2011-028	R-3740-2010	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012
D-2012-024	R-3776-2011	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013
D-2013-037	R-3814-2012	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2013-2014
D-2013-174	R-3854-2013	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
D-2014-033	R-3842-2013	Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2014-034	R-3842-2013	Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement
D-2014-037	R-3854-2013	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015 Phase 1
D-2014-086	R-3875-2014	Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE
D-2014-205	R-3864-2013	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur
D-2015-018	R-3905-2014	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016
D-2015-179	R-3925-2015	Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (« TCE ») de Bécancour en période de pointe
D-2015-189	R-3927-2015	Demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)
D-2016-033	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2016-095	R-3965-2016	Demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02
D-2017-014	R-3987-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2017 Phase 1
D-2017-022	R-3980-2016	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2017-028	R-3969-2016 Phase 2	Demande relative à la fermeture réglementaire des livres pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2015, à la fixation du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pour l'année témoin 2018, à l'approbation du plan d'approvisionnement et à la modification des tarifs à compter du 1er janvier 2017
D-2017-037	R-4000-2017	Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel
D-2017-043	R-3897-2014 Phase 1	Établissement d'un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficience par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité
D-2017-086	R-4011-2017	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019
D-2017-105	R-4011-2017	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019
D-2017-119 Motifs	R-4000-2017	Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel
D-2017-121	R-4011-2017	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019
D-2017-125	R-4009-2017	Demande relative aux modifications de conventions comptables ASC 715, Compensation-Retirement Benefits et pour la création de comptes d'écarts
Avis A-2017-001	R-3972-2016	Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel – Perspectives 2030

LEXIQUE

Distributeur	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
Régie	Régie de l'énergie
Transporteur	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
Tarif L	Tarif applicable aux clients industriels de grande puissance
ASC	<i>Accounting Standards Codification</i>
ASF	Avantages sociaux futurs
BEIÉ	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques
CATVAR	Contrôle asservi de la tension (partie CAT) et de la puissance réactive en distribution (partie VAR)
CEN	Charges d'exploitation nettes
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CER	Compte d'écarts et de reports
CE3É	Chauffe-eau à trois éléments
CNUC	CN Utility Consulting Inc.
CSP	Centre de services partagés
DDR	Demande de renseignements
DMC	Dépense de mauvaises créances
EIA	U.S. Energy Information Administration
ETC	Équivalent temps complet
FIP	Facteurs d'indexation particuliers
GDP	Gestion de la demande en puissance
IC	Indice de continuité de service
IEÉ	Interventions en efficacité énergétique
IEN	Immobilisations en exploitation nettes
IFRS	Normes internationales d'information financière
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
LAD	Lecture à Distance
MFR	Ménages à faible revenu
MRI	Mécanisme de réglementation incitative
MTÉR	Mécanisme de traitement des écarts de rendement

PCGR	Principes comptables généralement reconnus
PFM	Puissance à facturer minimale
PGÉE	Plan global en efficacité énergétique
PMA	Puissance maximale
PME	Petites et moyennes entreprises
RA	Réseaux autonomes
SALC	Services à la clientèle
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCHL	Société canadienne d'hypothèques et de logement
SIC	Système d'information clientèle
TCE	TransCanada Energy Ltd
TCTR	Test du coût total en ressources
TDÉ	Tarif de développement économique
TEQ	Transition Énergétique Québec
TIC	Technologies de l'information et des communications
TNT	Test de neutralité tarifaire
TP	Test du participant
TRCP	Taux de rendement des capitaux propres
TRI	Tarif de relance industrielle
UCAP	<i>Unforced Capacity</i> – Produit de puissance transigé sur certains marchés hors Québec, équivalant à la capacité installée d'une centrale corrigée de l'expérience récente de pannes non planifiées
VPTIC	Vice-présidence – Technologie de l'information et des communications
WTI	West Texas Intermediate

ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

\$ dollar canadien

k kilo (mille)

M méga (million)

kW kilowatt

MW mégawatt

kWh kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh

MWh mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh

GWh gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh

TWh térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

1 INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} août 2017, 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^o), 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 2018-2019 (la Demande).

[2] Par sa Demande, le Distributeur requiert l'approbation de la régie afin, notamment, de modifier les tarifs d'électricité pour refléter les revenus additionnels requis. La hausse proposée est de 1,1 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif applicable aux clients industriels de grande puissance (tarif L), pour lequel la hausse demandée est de 0,8 %.

[3] À la suite de la décision D-2017-043², le Distributeur inclut dans sa Demande la preuve relative à la phase 3 du dossier R-3897-2014 portant sur l'établissement d'un mécanisme de réglementation incitative (MRI).

[4] Le 9 août 2017, la Régie rend sa décision procédurale D-2017-086³, par laquelle 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 la Demande. En outre, elle déclare que la preuve versée au dossier R-3897-2014 est réputée faire partie du présent dossier et reconnaît d'office le statut d'intervenant à ceux du dossier R-3897-2014.

[5] Le 20 septembre 2017, la Régie rend sa décision D-2017-105⁴ sur le cadre d'examen du dossier, les demandes d'intervention, les budgets de participation et l'échéancier de traitement du dossier. En outre, elle fixe au 1^{er} novembre 2017 la date limite pour le dépôt de la preuve complémentaire du Distributeur relative aux caractéristiques du MRI autres que celles présentées à la pièce B-0013. Elle informe également les participants au dossier de la tenue de deux séances d'information et de consultation publiques sur la Demande du Distributeur.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Décision [D-2017-043](#).

³ Décision [D-2017-086](#).

⁴ Décision [D-2017-105](#).

[6] Le 22 septembre 2017, en réponse à la lettre de l'AQCIE-CIFQ requérant des informations additionnelles, la Régie apporte des précisions relatives à la procédure d'examen du MRI du Distributeur. La Régie indique qu'elle s'attend à ce que les intervenants formulent leurs demandes de renseignements (DDR) en regard de la pièce B-0013 portant sur le seuil de matérialité, les Facteurs Y et les Facteurs Z du MRI du Distributeur.

[7] Le 31 octobre 2017, le Distributeur informe la Régie de son impossibilité de déposer sa preuve complémentaire relative aux autres caractéristiques du MRI. Il indique être en mesure de préciser à la Régie, au plus tard le 15 novembre, le délai nécessaire pour entériner à l'interne les propositions quant aux autres caractéristiques du MRI et pour compléter sa preuve à cet égard.

[8] Le 2 novembre 2017, la Régie rappelle que le calendrier prévoyant le dépôt de la preuve complémentaire au 1^{er} novembre 2017 avait été non seulement établi par la décision D-2017-105, mais que cette date avait été identifiée dès le 8 juin précédant. La Régie prend acte du défaut du Distributeur de déposer sa preuve complémentaire relative au MRI conformément à l'échéancier déterminé dans la décision D-2017-105 et que ce défaut impose un réaménagement du calendrier afin d'en atténuer l'impact sur le déroulement du dossier.

[9] La Régie mentionne qu'une décision sur les éléments déterminant de la formule d'indexation doit intervenir au plus tard en avril 2018, en vue de son application pour les tarifs au 1^{er} avril 2019. Dans cette perspective, la Régie considère désormais le Distributeur à titre d'intervenant pour les enjeux liés à l'établissement de la formule du MRI et fixe l'échéancier pour l'examen de ces enjeux lors de l'audience prévue pour la période du 7 au 16 février 2018. Cependant, la Régie reporte à l'automne 2018 l'examen de certains sujets comme la révision des modalités du mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR), la méthodologie et l'échéancier de l'étude de productivité multifactorielle ainsi que les modalités d'une clause de sortie.

[10] Les 7 et 8 novembre 2017, la Régie tient des séances d'information et de consultation publiques à Montréal et à Québec.

[11] Le 8 novembre 2017, la Régie rend sa décision D-2017-121⁵ portant sur les demandes d'ordonnance d'intervenants relatives aux réponses du Distributeur à certaines de leurs DDR et sur la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur.

[12] Le 16 novembre 2017, le Distributeur demande à la Régie de traiter lors de l'audience prévue en février 2018, non seulement les éléments mentionnés dans la lettre du 2 novembre 2017, mais également la révision des modalités du MTÉR. Il soutient que ses propositions quant à ces modalités et celles des autres caractéristiques doivent être présentées simultanément afin qu'elles s'inscrivent dans un ensemble cohérent et équilibré.

[13] Le 17 novembre 2017, la Régie admet qu'il n'est pas opportun de dissocier les modalités du MTÉR de l'ensemble des autres caractéristiques du MRI. C'est pourquoi elle refuse que l'examen des modalités du MTÉR soit reporté lors du dossier tarifaire 2019-2020.

[14] La Régie juge que, pour procéder à une analyse rigoureuse du dossier, respecter les droits de tous d'être entendus et rendre une décision éclairée au printemps 2018, le Distributeur doit déposer ses propositions de modification des modalités du MTÉR au plus tard le 21 novembre 2017. En l'absence d'un tel dépôt, la Régie considère que les modalités du MTÉR qui seront applicables dans le cadre du MRI seront celles déterminées dans la décision D-2017-043, reprenant les caractéristiques déterminées par la décision D-2014-033⁶. Les seuls éléments qui pourront être examinés à l'automne 2018 seront la modulation du partage des écarts de rendement en fonction de certains indicateurs de performance et les modalités d'une clause de sortie.

[15] Le 20 novembre 2017, le Distributeur informe la Régie qu'il ne proposera pas de modifications aux modalités actuelles du MTÉR.

[16] Le 21 novembre 2017, la Régie accuse réception de la lettre du Distributeur et considère que les modalités du MTÉR applicables pour le MRI sont celles déterminées dans le cadre de la décision D-2014-034⁷ et reprises par la décision D-2017-043.

⁵ Décision [D-2017-121](#).

⁶ Décision [D-2014-033](#).

⁷ Décision [D-2014-034](#).

[17] L'audience portant sur la Demande relative à la détermination du coût de service pour les tarifs 2018-2019 du Distributeur a lieu du 5 au 21 décembre 2017. Quant à celle relative à l'établissement du MRI, elle a lieu du 7 au 16 février 2018.

[18] La présente décision porte sur la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019. La Régie s'exprimera ultérieurement sur l'établissement des modalités du MRI.

[19] Pour les motifs ci-après exposés, la Régie estime la hausse tarifaire à 0,3 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L qui demeure inchangé.

Mécanisme de réglementation incitative

[20] Le MTÉR s'applique aux résultats de l'année 2017. Ainsi, advenant que le taux de rendement excède celui autorisé par la Régie, soit 8,2 % pour l'année 2017, les excédents seront partagés entre les clients et le Distributeur lors de l'établissement des tarifs pour l'année 2019.

[21] Par sa décision D-2017-043, la Régie a établi les caractéristiques fondamentales du MRI du Distributeur. Ce MRI, d'une durée de quatre ans, permet d'établir les revenus requis du Distributeur.

[22] La présente Demande constitue la première année du MRI. Les coûts déterminés au présent dossier selon la méthode du coût de service serviront à l'établissement des revenus requis du Distributeur pour les trois années subséquentes, par l'application de la méthode du plafonnement des revenus, à l'aide d'une formule d'indexation.

[23] La Régie a entendu, en février 2018, les participants au dossier du MRI afin de déterminer les paramètres utilisés dans le cadre de la méthode du plafonnement des revenus, ce qui inclut la formule d'indexation. Elle entend rendre sa décision à cet égard en temps opportun afin que le Distributeur puisse soumettre sa prochaine demande tarifaire selon cette dernière méthode.

[24] Enfin, tel qu'indiqué dans sa lettre du 17 novembre 2017, la Régie rappelle que l'examen des éléments qui seront reportés à l'automne 2018 sont la modulation du

partage des écarts de rendement en fonction de certains indicateurs de performance et les modalités d'une clause de sortie.

2 CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2018-2019

[25] Lors du dépôt de sa Demande, le Distributeur propose, pour l'année tarifaire 2018-2019, une hausse des tarifs d'électricité de 1,1 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse proposée est de 0,8 %, afin de récupérer son coût de service de l'année témoin 2018. Les revenus requis demandés par le Distributeur totalisent 11 933,5 M\$.

[26] La présente Demande s'inscrit dans la foulée de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec (Politique énergétique 2030). En 2017, le Distributeur s'est doté d'un plan directeur qui énonce ses stratégies et actions pour la période de 2017 à 2021. Ce plan directeur, élaboré conformément aux orientations prévues dans le *Plan Stratégique 2016-2020 – Voir grand avec notre énergie propre* (le Plan stratégique 2016-2020), a plusieurs objectifs dont ceux d'être une référence en matière de services à la clientèle (SALC) et de limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation. Les actions du Distributeur, en cours de réalisation, s'articulent autour de quatre axes : communiquer de façon proactive, poursuivre son virage clientèle, devenir une référence opérationnelle et développer ses marchés.

[27] Par ailleurs, le Distributeur révisé ses processus, en misant sur la contribution d'employés mobilisés. En s'appuyant entre autres sur leurs idées, le Distributeur entend procéder à une amélioration continue de ses façons de faire, afin notamment de réduire les temps de cycle, tout en étant vigilant et en favorisant la santé et la sécurité des employés.

[28] Face à l'évolution du contexte énergétique et d'affaires, le Distributeur souhaite stimuler ses ventes d'électricité et développer de nouveaux marchés québécois en profitant des surplus d'électricité dont il dispose au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. Ainsi, il entend intensifier ses activités de démarchage auprès d'entreprises étrangères de stockage de données afin qu'elles développent et implantent des projets au Québec.

[29] Le Distributeur propose également certaines mesures tarifaires, qui permettront d'améliorer la compétitivité des entreprises québécoises, en vue d'accroître ses ventes d'électricité.

3 EFFICIENCE ET PERFORMANCE

3.1 ÉVALUATION DES INDICATEURS D'EFFICIENCE EN TERMES DE COÛTS

[30] Les résultats des indicateurs de coûts présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie afin d'évaluer l'évolution pluriannuelle des charges d'exploitation et le niveau des revenus additionnels requis pour l'année tarifaire 2018-2019.

[31] La Régie analyse ainsi, de manière globale, la performance du Distributeur en matière de contrôle de ses coûts.

Objectif du Distributeur

[32] En matière d'efficacité, la démarche du Distributeur vise à contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité qu'il privilégie sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, tout en fournissant à ses clients une alimentation électrique fiable ainsi que des SALC de qualité et faciles d'accès⁸.

[33] La Régie analyse à court et long termes les résultats des huit indicateurs d'efficacité internes privilégiés par le Distributeur, ainsi que de quatre indicateurs spécifiques⁹.

[34] Le tableau suivant présente l'évolution des indicateurs d'efficacité avec et sans l'impact des modifications apportées à la convention comptable ASC 715, *Compensation-Retirement Benefits* (l'ASC 715) (voir la section 4.1).

⁸ Pièce [B-0009](#), p. 9.

⁹ Pièce [B-0065](#), p. 5, tableaux R-1.1A et R-1.1B.

TABLEAU 1
INDICATEURS D'EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS DU DISTRIBUTEUR AVEC ET SANS LES
MODIFICATIONS À L'ASC 715

	Variation moyenne 2014-2018		Variation 2017-2018	
	Avec ASC 715	Sans ASC 715	Avec ASC 715	Sans ASC 715
Indicateurs privilégiés ¹				
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	-1,4%	-1,2%	1,2%	2,1%
Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	-0,3%	-0,2%	1,6%	2,3%
CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	0,7%	1,0%	1,5%	3,1%
IEN (\$) par abonnement	0,6%	0,5%	0,8%	0,4%
Coût total SALC (\$) par abonnement	-4,1%	-4,3%	-3,1%	-4,1%
CEN SALC (\$) par abonnement	-0,8%	-0,3%	2,2%	4,4%
Coût total Distribution (\$) par abonnement	-0,7%	-0,4%	2,3%	3,6%
CEN Distribution (\$) par abonnement	1,5%	1,8%	1,2%	2,3%
<i>Croissance moyenne :</i>	-0,6%	-0,4%	1,0%	1,8%

Source : Pièce B-0065, p. 5.

CEN : Charges d'exploitation nettes; IEN : Immobilisations en exploitation nettes; SALC : Services à la clientèle.

[35] En ce qui a trait aux résultats de court terme, la Régie constate que pour la période 2017-2018, plusieurs indicateurs affichent une croissance largement supérieure au taux d'inflation moyen observé entre 2014 et 2018.

[36] Le Distributeur indique que l'augmentation de l'indicateur « CEN SALC par abonnement » est principalement attribuable à l'évolution des coûts liés au développement des marchés ainsi qu'à l'amélioration des services à la clientèle affaires.

[37] En ce qui concerne la croissance du « Coût total Distribution (\$) par abonnement », elle serait principalement attribuable à l'évolution des coûts liés à la maîtrise de la végétation ainsi qu'à l'impact à la hausse de la dépense d'amortissement et de frais financiers. Ce dernier élément s'expliquerait par le fait que le Distributeur n'a pas été en mesure de réaliser entièrement la coupure de 15 M\$ demandée par la Régie dans la décision D-2017-022¹⁰.

¹⁰ Décision [D-2017-022](#).

[38] La Régie note qu'à court terme, la composante « CEN du processus SALC » des indicateurs d'efficacité affiche une croissance importante, soit de 3,3 % ou 5,2 %, respectivement avec ou sans l'ASC 715¹¹. Cette évolution exerce une pression à la hausse sur plusieurs indicateurs d'efficacité du Distributeur et pourrait contribuer, si la tendance se maintenait, à faire varier ces indicateurs au-delà de l'inflation sur la période de référence.

[39] Toutefois, pour la période 2014-2018, l'ensemble des indicateurs privilégiés par le Distributeur affichent une croissance inférieure à l'inflation lorsque l'on tient compte des modifications à l'ASC 715. Si ces modifications sont exclues, la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des indicateurs privilégiés est de -0,4 %, alors que le taux moyen d'inflation au Canada sur la même période s'établit à 1,6 %.

[40] Considérant l'ensemble de ces résultats, la Régie est d'avis que le Distributeur atteint son objectif de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous l'inflation pour la période 2014-2018.

3.2 ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[41] Les indicateurs de qualité de service présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie pour évaluer le niveau et l'évolution de la qualité de service qu'il offre d'une année à l'autre.

[42] À partir des résultats des indicateurs de qualité de service présentés en preuve, la Régie analyse la performance du Distributeur dans les domaines suivants : satisfaction de la clientèle, fiabilité du service électrique, alimentation électrique, SALC et sécurité.

[43] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2012 à 2016, en plus des résultats du premier semestre de 2017¹².

[44] Au plan de la satisfaction de la clientèle, le Distributeur présente des résultats calculés selon une nouvelle méthodologie, tel qu'annoncé dans un précédent dossier

¹¹ Pièce [B-0065](#), p. 5

¹² Pièce [B-0009](#), p. 13.

tarifaire¹³. Cette nouvelle méthodologie reflète la satisfaction de chacun des segments de la clientèle du Distributeur à l'égard de quatre dimensions du service : qualité et continuité de l'alimentation électrique, facturation, gestion de la consommation et services à la clientèle (accueil et traitement des demandes).

[45] En compilant les résultats obtenus par clientèle et par dimension, le Distributeur affiche un indice de satisfaction de la clientèle combiné de 8,1 en 2016¹⁴.

[46] Pour ce qui est de la fiabilité du service électrique, le Distributeur indique que des événements météorologiques significatifs de plus grande envergure en 2016 ont conduit à 17 jours d'événements majeurs, alors que la moyenne historique des 10 dernières années est de 11 jours. Avec 338 minutes d'interruption, l'Indice de continuité de service (IC) brut de l'année 2016 a été supérieur à la moyenne des cinq dernières années, qui est de 316 minutes.

[47] L'UMQ se questionne à savoir si le Distributeur capte bien l'influence des changements climatiques lorsqu'il présente un indice de continuité « normalisé » par le retrait d'un certain nombre de journées marquées par des « événements majeurs » et souhaite « *que le Distributeur soit bien conscient de cette évolution et qu'il tente d'en capter les effets dans son indice de continuité normalisé* »¹⁵.

[48] Du côté de l'alimentation électrique, le Distributeur indique, notamment, que la stabilisation du processus d'ajout de transformateurs, combinée à une gestion plus rigoureuse de l'ordonnancement de travaux et une augmentation de la productivité, ont permis en 2016 d'améliorer significativement le résultat de l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien ». Cet indicateur est revenu au niveau de l'année 2012, représentant ainsi la meilleure performance depuis cinq ans.

[49] Au niveau des SALC, le Distributeur affiche globalement de meilleurs résultats au premier semestre de 2017 que pour la même période en 2015. Selon lui, ces résultats découlent de l'ensemble des services mis en place en 2016 et 2017 et qui ont eu un impact favorable sur les résultats des indicateurs de SALC.

¹³ Décision [D-2016-033](#), p. 39 et 40.

¹⁴ Pièce [B-0009](#), p. 14.

¹⁵ Pièce [C-UMQ-0006](#), p. 14.

[50] En matière de sécurité du public, l'indicateur affiche une augmentation du nombre de « Décès provoqués par électrocution dans la population » qui passe de 2 à 5.

[51] L'UMQ croit que le Distributeur devrait réévaluer son approche de la prévention en ce domaine et associer le monde municipal à cette réflexion, afin de maximiser l'impact des efforts de prévention par une meilleure définition des problématiques et des solutions potentielles. L'UMQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de réviser ses initiatives liées à la sécurité du public et qu'elle associe l'UMQ à cette réflexion.

[52] Le Distributeur entend poursuivre sa campagne de sensibilisation et d'information du grand public sur les dangers que constituent les installations électriques dans différentes situations de la vie quotidienne. Quant à la sécurité de ses employés, il affiche un taux de fréquence des accidents plus faible au 30 juin 2017 qu'en 2016.

[53] La Régie note que l'indicateur en matière de sécurité du public affiche une grande variabilité d'une année à l'autre. Bien qu'elle déplore l'augmentation du nombre de décès provoqués par électrocutions, elle ne dispose d'aucun élément de preuve pouvant remettre en question les efforts soutenus ou l'approche du Distributeur à cet égard. Par conséquent, la Régie ne retient pas la recommandation de l'UMQ à cet égard.

[54] Pour l'ensemble des indicateurs de qualité du service, l'UMQ recommande également à la Régie d'exiger du Distributeur non seulement qu'il produise à l'avenir une analyse des variations de court terme des indicateurs d'efficacité, mais qu'il fournisse également une analyse circonstanciée de leur évolution sur une période de cinq ans.

[55] La Régie ne voit pas la pertinence d'exiger systématiquement la production d'une analyse circonstanciée de l'évolution de ces indicateurs sur une période de cinq ans. D'une part, l'information demandée par l'UMQ se retrouve en grande partie dans les dossiers tarifaires. D'autre part, advenant une évolution pluriannuelle atypique, le Distributeur peut être interrogé sur les circonstances et les événements à l'origine de cette évolution. La Régie rejette donc cette recommandation de l'intervenante.

[56] La Régie constate que, de manière globale, le Distributeur améliore sa performance quant à la qualité des services offerts à ses clients et que les mesures mises en place durant la dernière année semblent porter fruit.

[57] La Régie note que le Distributeur vise à adopter une approche client proactive fondée sur les besoins et les attentes des différents segments de sa clientèle.

[58] Enfin, tel que mentionné dans ses décisions D-2016-033¹⁶ et D-2017-022¹⁷, la Régie souligne que l'amélioration de la qualité du service doit être réalisée par l'entremise de gains d'efficience au niveau des charges d'exploitation et non par des hausses de coûts.

3.3 MODIFICATIONS DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

Indicateur Nombre de contacts Web par client

[59] Conformément à la décision D-2017-022¹⁸, le Distributeur apporte des modifications à l'indicateur Nombre de contacts Web par client qui inclut dorénavant le nombre de contacts Web transactionnels et automatisés, le nombre de contacts Web informationnels, le nombre de contacts par formulaires Web, de même que le nombre de courriels libres.

[60] La Régie prend acte des modifications apportées à l'indicateur Nombre de contacts Web par client.

Ajout de l'indicateur Taux de respect de la date de livraison pour les demandes à intervenants multiples

[61] Dans sa décision D-2017-022¹⁹, la Régie ne retenait pas ce nouvel indicateur proposé par le Distributeur. Elle demandait néanmoins au Distributeur de mettre en place un groupe de travail multipartite pour développer des indicateurs de performance et de mesure de la satisfaction dans les processus associés aux raccordements et aux prolongements de réseau. Elle lui demandait également de soumettre, en temps opportun, un bilan des travaux du groupe de travail.

¹⁶ [Page 34.](#)

¹⁷ [Page 23.](#)

¹⁸ [Page 25.](#)

¹⁹ [Page 27.](#)

[62] Le Distributeur souligne que plusieurs rencontres ont eu lieu avec des représentants de l'APCHQ, de l'UMQ et de l'UPA. Des discussions entre les représentants de ces associations et ceux du Distributeur ont permis d'exprimer certaines préoccupations relatives aux raccordements et aux prolongements de réseau. Le Distributeur indique qu'il déposera le fruit des réflexions du groupe de travail dans un prochain dossier tarifaire lorsque les travaux seront suffisamment avancés.

[63] La Régie demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport sur l'état d'avancement des travaux du groupe de travail sur les indicateurs de performance et de mesure de la satisfaction dans les processus associés aux raccordements et aux prolongements de réseau.

3.4 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[64] Les principaux fournisseurs internes du Distributeur déposent l'ensemble des données financières ayant trait aux services facturés à coût complet, leurs principales bases de facturation et inducteurs de coûts, ainsi que l'évolution de leurs indicateurs d'efficacité pour la période 2016 à 2018 et, s'il y a lieu, les résultats de leurs balisages externes.

[65] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs d'efficacité pour la *Vice-présidence – Technologie de l'information et des communications* (VPTIC) ainsi que pour le *Centre de services partagés* (CSP).

L'efficacité de la VPTIC

[66] La VPTIC présente l'évolution de trois indicateurs d'efficacité reliés au domaine des Technologies de l'information et des communications (TIC), soit le Coût du service des centres d'appels par abonnement, le Coût du produit Radios mobiles par appareil et le Coût du produit Poste de travail TIC par effectif.

TABLEAU 2
INDICATEURS D'EFFICIENCE DE LA VPTIC

Domaine	Description	Année témoin 2018	Variation annuelle moyenne 2014-2018
Centres d'appels	Coût par abonnement (\$)	2,04	-7,1 %
Radios mobiles	Coût par appareil (\$)	3 318	-6,2 %
Poste de travail TIC	Coût par effectif (\$)	7 459	4,2 %

Source : Pièce B-0029, p. 8 à 10.

[67] Le Distributeur indique que la croissance annuelle moyenne de 4,2 % de l'indicateur *Poste de travail TIC* entre 2014 et 2018 découle principalement du projet Évolution du poste de travail, du transfert de l'application Web HydroDoc du CSP et du projet Accès sans fil. De 2017 à 2018, l'indicateur affiche une amélioration de 4,1 %, notamment, selon le Distributeur, en raison des efforts d'efficacité réalisés qui ont plus que compensé les effets de l'inflation et des modifications apportées à l'ASC 715.

Le balisage de la compétitivité de la VPTIC

[68] Conformément à la décision D-2015-018²⁰, la VPTIC dépose son plan de balisage 2017-2021, ainsi que les résultats provenant de son premier balisage réalisé sur la base de l'année 2016²¹.

[69] Le Distributeur rappelle que la VPTIC est en profonde transformation depuis 2015, afin d'améliorer sa compétitivité par rapport au marché ainsi que la satisfaction de ses clients. Il ajoute que des actions concrètes ont été réalisées en 2015 et 2016, notamment la centralisation des activités et la mise en place d'une organisation basée sur un modèle d'affaires reconnu, le renforcement de la gouvernance et l'amélioration des relations d'affaires avec ses clients.

²⁰ [Page 53.](#)

²¹ Pièce [B-0029](#), p. 10.

[70] Selon les premiers résultats du balisage, les dépenses TIC par effectif d'Hydro-Québec pour 2016 sont supérieures de 3 011 \$ à la moyenne des entreprises participantes. Le Distributeur estime que cet écart s'explique notamment par l'absence d'une normalisation de certains éléments, tels que la grande couverture et la dispersion géographique des ressources humaines et matérielles, ainsi que par l'importance du volet lié aux télécommunications de transport. Le Distributeur note que ce balisage confirme certains écarts liés au contexte de la VPTIC et soulève le potentiel d'efficience.

[71] Le Distributeur indique que la VPTIC a élaboré un plan d'efficience de cinq ans qui permettra l'amélioration de la performance des TIC par la mise en œuvre des mesures d'optimisation prévues, le renforcement de la gouvernance des TIC ainsi que la poursuite de l'amélioration de la posture de sécurité cybernétique.

L'efficience du CSP

[72] Le CSP a pour mission d'approvisionner en biens et services l'ensemble des unités de l'entreprise. Ces activités sont regroupées sous deux directions principales, la direction principale Centre de services partagés et la direction principale Approvisionnement stratégique.

[73] Quatre indicateurs d'efficience sont associés au CSP, soit deux pour le domaine immobilier, un pour le domaine services de transport et un pour le domaine gestion du matériel. Sur la période 2014-2018, le Distributeur note que plusieurs indicateurs affichent une variation à la hausse, essentiellement due aux modifications apportées à l'ASC 715. Le tableau suivant illustre l'évolution des indicateurs sur la période de 2014-2018.

TABLEAU 3
INDICATEURS D'EFFICIENCE DU CSP

Domaine	Description	Année témoin 2018	Variation annuelle moyenne 2014-2018
Immobilier	Coût d'exploitation des espaces (\$/m ²)	176,2	-0,8 %
	Taux d'inoccupation (%)	1,8	s. o.
Services de transport	Coût d'entretien / véhicule équivalent (\$)	3 444	0,4 %
Gestion du matériel	Coût de gestion CSP / Matériel consommé (\$)	0,13	-4,3 %

Source : Pièce B-0029, p. 15 à 17.

[74] En ce qui a trait au taux d'inoccupation, le Distributeur précise que l'indicateur connaît une hausse en raison des plans d'optimisation des espaces, réalisés conjointement avec les clients, et que diverses stratégies pour valoriser ces espaces, telles la vente et la location à des tiers, sont utilisées. Il mentionne toutefois que le taux d'inoccupation des espaces se maintient au niveau des taux d'inoccupation moyens de 2 % observés dans les entreprises comparables balisées.

[75] Par ailleurs, bien que le coût d'entretien par véhicule équivalent affiche un taux de croissance annuel moyen inférieur à l'inflation pour la même période, le Distributeur indique que la progression de 7,7 % entre 2017 et 2018 découle du vieillissement de certaines catégories de véhicules et des modifications apportées à l'ASC 715.

[76] La Régie prend acte des résultats obtenus pour l'ensemble des indicateurs d'efficacité des fournisseurs internes et les encourage à poursuivre leurs efforts d'efficacité, afin que la croissance des charges de services partagés par abonnement puisse demeurer constamment en deçà de l'inflation.

Le balisage de la compétitivité du CSP

[77] Conformément au calendrier déposé dans le dossier R-3980-2016²², le Distributeur présente les résultats afférents aux travaux de balisage complétés à la fin du troisième trimestre ainsi qu'aux rapports d'experts déposés au quatrième trimestre de 2016 et au premier trimestre de 2017²³.

[78] En regard des services immobiliers, l'étude de balisage réalisée par la firme KPMG porte sur les coûts d'entretien par mètre carré, le pourcentage d'entretien externe, les coûts d'exploitation par mètre carré (excluant les frais de location), le taux d'inoccupation et le pourcentage d'aménagement universel. L'analyse par le Distributeur des résultats de l'étude révèle que le domaine immobilier se situe généralement dans la moyenne des entreprises participantes quant aux indicateurs financiers et non financiers.

[79] Pour les services de transport, l'étude de balisage réalisée par la firme KPMG porte sur les coûts d'entretien par véhicule équivalent du parc de véhicules. L'étude révèle que le coût d'entretien par véhicule d'Hydro-Québec est comparable à la médiane et est inférieur de 27 % à la moyenne du coût moyen observé auprès des entreprises participantes.

[80] Enfin, les résultats de l'étude de balisage dans le domaine de la gestion du matériel, réalisée par la firme externe, démontrent que le taux de rotation du matériel relatif aux activités du Distributeur est meilleur que la moyenne du marché.

[81] **La Régie prend acte des résultats du balisage de la compétitivité du CSP.**

²² Dossier R-3980-2016, pièce [B-0031](#), p. 8.

²³ Pièce [B-0029](#), p. 17.

4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

4.1 **MODIFICATIONS À L'ASC 715, COMPENSATION-RETIREMENT BENEFITS**

[82] Depuis le 1^{er} janvier 2015, Hydro-Québec dresse ses états financiers à vocation générale selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Conformément à la décision D-2015-189²⁴, la Régie approuve, pour le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur), le basculement au référentiel comptable des PCGR des États-Unis, à compter du 10 juillet 2015²⁵.

[83] Le 29 juin 2017, dans le dossier R-4009-2017, le Transporteur et le Distributeur demandent conjointement à la Régie d'autoriser l'adoption des modifications à l'ASC 715, aux fins de l'établissement des tarifs, au même moment que dans les états financiers à vocation générale d'Hydro-Québec, soit à compter du 1^{er} janvier 2017. Chacune des deux divisions demande également la création d'un compte d'écarts hors base de tarification pour y comptabiliser les impacts de l'adoption de ces modifications, ainsi que les intérêts associés à compter du 1^{er} janvier 2017.

[84] La Régie reprend ci-après, de façon sommaire, les principales conclusions de sa décision D-2017-125 rendue le 17 novembre 2017 :

« [34] La Régie approuve l'application des modifications à l'ASC 715 aux fins réglementaires, soit la présentation des autres composantes des ASF [avantages sociaux futurs] hors des charges d'exploitation ainsi que la non-capitalisation de ces éléments.

[...]

[37] La Régie approuve l'approche appliquée par le Transporteur et le Distributeur, à la suite des modifications à l'ASC 715, pour le calcul théorique de l'encaisse réglementaire.

[...]

²⁴ [Page 11](#), par. 30, et p. 50, par. 222.

²⁵ À l'exception des impacts associés à la révision des durées de vie utile des immobilisations corporelles et aux obligations liées à la mise hors service des immobilisations, calculés à compter du 1^{er} juillet 2015, conformément à la décision [D-2016-003](#), p. 5 et 6, par. 6 et 12.

[60] [...], la Régie approuve l'utilisation de la méthode des frais corporatifs pour répartir le coût des autres composantes des ASF aux fins règlementaires.

[...]

[100] [...], la Régie autorise l'application des modifications à l'ASC 715 à compter du 1er janvier 2017.

[...]

[106] La Régie autorise le Distributeur à créer un compte d'écarts hors base de tarification et portant intérêts, afin d'y comptabiliser les impacts de l'adoption des modifications à l'ASC 715 à compter du 1er janvier 2017 »²⁶.

[85] Dans la présente Demande, le Distributeur a comptabilisé les impacts de l'année 2017, soit un montant créditeur de 2,4 M\$²⁷ plus intérêts, dans un compte d'écarts hors base de tarification. Quant aux modalités de disposition du compte d'écarts, le Distributeur propose de verser le solde du compte à ses revenus requis de 2018.

[86] La Régie accepte cette proposition de verser, aux revenus requis 2018, le solde créditeur de 2,4 M\$ au 31 décembre 2017 du compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715.

[87] La Régie reconnaît l'impact net à la baisse de 57,7 M\$ que le Distributeur a pris en compte dans ses revenus requis 2018, tel que détaillé au tableau suivant.

²⁶ Décision [D-2017-125](#), p. 11, 16, 25 et 26.

²⁷ Pièce [B-0040](#), p. 20, tableau 11. Coût de retraite (-3,3 M\$) et coût des autres régimes (0,9 M\$).

TABLEAU 4
IMPACT NET DE LA DÉCISION D-2017-125 SUR LES REVENUS REQUIS
DE L'ANNÉE TÉMOIN 2018

<i>(en M\$)</i>	<i>Masse salariale</i>	<i>Charges de services partagés</i>	<i>Coûts capitalisés</i>	<i>Autres composantes du coût des ASF</i>	<i>Frais corporatifs</i>	<i>Autres charges</i>	<i>Total</i>
Impact 2017 sur l'année témoin 2018							
Coût de retraite	85,5	34,9	(24,7)	(101,9)	2,9		(3,3)
Coût des autres régimes	(15,7)	(6,1)	4,5	18,7	(0,5)		0,9
Compte d'écarts 2017 - Coût de retraite, versé en 2018	13,2	3,0	(3,4)	(17,6)	0,1		(4,7)
	83,0	31,8	(23,6)	(100,8)	2,5	0,0	(7,1)
Impact 2018 sur l'année témoin 2018							
Coût de retraite	99,1	43,6	(33,9)	(121,6)	2,9		(9,9)
Coût des autres régimes	(15,2)	(6,6)	5,2	18,6	(0,5)		1,5
Amortissement						0,8	0,8
	83,9	37,0	(28,7)	(103,0)	2,4	0,8	(7,6)
Coût de Distribution	166,9	68,8	(52,3)	(203,8)	4,9	0,8	(14,7)
Charge locale de transport							(47,9)
Ajustement des contrats spéciaux							4,8
Rendement de la base de tarification							0,1
Impact total sur les revenus requis 2018							(57,7)

Source : Pièce B-0064, p. 5 et 12 à 14.

ASF : Avantages sociaux futurs.

[88] Dans sa décision D-2018-021²⁸, la Régie a ordonné au Transporteur de verser, aux revenus requis 2018, une partie du solde créditeur au 31 décembre 2017 du compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715, soit un montant créditeur de 33,9 M\$. Par conséquent, l'impact net sur les revenus requis 2018 du Distributeur est ajusté de -26,8 M\$²⁹, passant de -57,7 M\$ à -84,5 M\$.

[89] Dans le présent dossier tarifaire, la Régie souligne que les données relatives à l'année de base 2017 et à l'année témoin 2018 reflètent les modifications à l'ASC 715, conformément à la décision D-2017-125, alors que les données de l'année historique 2016 et celles autorisées en 2017 (D-2017-022) n'en tiennent pas compte.

²⁸ [Page 57](#), par. 218.

²⁹ Réduction de la charge locale du transport, soit $-33,9 \text{ M\$} \times 88 \% = -29,8 \text{ M\$}$, et ajustement des contrats spéciaux de $+3,0 \text{ M\$}$.

4.2 AJOUTS ET MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES EN VERTU DES PCGR DES ÉTATS-UNIS

[90] Le Distributeur souligne que des modifications apportées à trois normes (ASC 230 *Statement of Cash Flows*, ASC 805 *Business Combinations* et ASC 825 *Financial Instruments*) sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. Il mentionne qu'une analyse détaillée de chacune de ces normes a permis de conclure que ces modifications n'auront aucun impact pour lui.

[91] Pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, deux nouvelles normes sont entrées en vigueur, soit l'ASC 606 *Revenue from Contracts with Customers* et l'ASC 610 *Other Income*.

[92] Le Distributeur indique qu'une analyse détaillée de ces deux normes a permis de conclure que leur adoption n'aura pas d'impact pour le Distributeur. Toutefois pour l'ASC 606, certaines questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie restent encore en suspens et les conclusions qui en seront tirées, si elles sont différentes de celles qui sont actuellement prévues, pourraient avoir un impact pour le Distributeur. Hydro-Québec continue de suivre l'évolution des interprétations de cette nouvelle norme.

[93] **La Régie prend acte du fait que ces modifications et ajouts aux conventions comptables en vertu des PCGR des États-Unis n'auront pas d'impact pour le Distributeur. En ce qui a trait à l'ASC 606, la Régie demande au Distributeur de présenter les conclusions finales sur les questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie qui restent encore en suspens, ainsi que leur impact pour le Distributeur, lors de la demande tarifaire 2019-2020.**

4.3 TEST DE LA DURÉE DE VIE UTILE MOYENNE PONDÉRÉE DE L'ENSEMBLE DES IMMOBILISATIONS

[94] Dans sa décision D-2015-189³⁰, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'amortir ses immobilisations corporelles sur leurs durées de vie utile spécifiques, sans les limiter à 50 ans, aux fins de l'établissement des tarifs, à la condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations n'excède pas 50 ans, tel qu'exigé à l'article 24 (3^o) de la *Loi sur Hydro-Québec*³¹.

[95] En conformité avec le paragraphe 107 de la décision D-2015-189³², le Distributeur présente les résultats du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations pour l'année témoin 2018, soit 40 ans pour les immobilisations corporelles, huit ans pour les actifs incorporels et 39 ans pour l'ensemble des actifs.

[96] **La Régie accueille les résultats de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations, soit 39 ans pour l'année témoin 2018, puisqu'elle n'excède pas 50 ans, tel qu'exigé à l'article 24 (3^o) de la *Loi sur Hydro-Québec*.**

4.4 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[97] Le Distributeur procède périodiquement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels, conformément à la normalisation comptable en vigueur.

[98] Conformément à la décision D-2017-022³³, le Distributeur présente les résultats de plusieurs dossiers de révision de durées de vie pour diverses catégories d'appareils de manœuvre. Un seul de ces dossiers relatifs à la catégorie « Condensateur aérien de distribution » a amené un changement de la durée de vie utile, passant de 30 à 25 ans. L'impact de ce changement sur les revenus requis de l'année témoin 2018 est de 0,1 M\$.

³⁰ [Page 26](#), par. 104 et 105.

³¹ [RLRQ, c. H-5](#).

³² [Page 27](#), par. 107.

³³ [Page 32](#), par. 88.

[99] De plus, le Distributeur indique que la décision de mettre fin au projet CATVAR amène une révision de la durée de vie utile des « Transformateurs de tension ». Le Distributeur confirme son intention d'exploiter les actifs en service jusqu'à la fin de leur vie utile. Les boîtiers de télélecture et de télécommande ayant une durée de vie de 15 ans, la durée de vie utile fixée à 30 ans des « Transformateurs de tension » télésurveillés doit donc être révisée pour être ramenée à celle des boîtiers. L'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2018 est de 0,4 M\$.

[100] Le Distributeur présente le détail des impacts financiers de ces révisions des durées de vie utile applicables au 1^{er} janvier 2018 et inclut, dans l'établissement de la prévision de la charge d'amortissement de l'année témoin 2018, un montant total débiteur de 0,5 M\$³⁴.

[101] La Régie accueille la révision des durées de vie utile pour ces catégories d'immobilisations corporelles, telle que proposée par le Distributeur.

4.5 MODIFICATION PROPOSÉE AUX MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

[102] Conformément aux décisions antérieures³⁵, les soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques sont amortis sur cinq ans, sauf exception, à compter de la deuxième année tarifaire subséquente (2019) à une année donnée (2017).

[103] Profitant des impacts climatiques favorables, le Distributeur propose à nouveau cette année de récupérer de façon exceptionnelle, dans les revenus requis de 2018, la totalité des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques, soit un montant de 46,7 M\$ au 31 décembre 2017. Cette proposition permettra de réduire la pression tarifaire pour les prochaines années. Cette demande s'inscrit dans une perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire consistant à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan stratégique 2016-2020.

³⁴ Pièce [B-0011](#), p. 11, tableau 3.

³⁵ Décisions [D-2006-34](#), p. 20 et 21, [D-2009-016](#), p. 14, et [D-2014-037](#), p. 108 et 109, par. 409 et 410.

[104] Le Distributeur présente, à titre indicatif, l'évolution des hausses tarifaires prévues pour la période 2018-2023³⁶. Selon les modalités de disposition qu'il propose quant aux soldes 2016 et 2017 du compte de *pass-on* et du compte de nivellement pour aléas climatiques, les hausses tarifaires prévues seraient de 1,1 %³⁷ en 2018, de 2,5 % en 2019 et de 1,9 % en 2020, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2021 à 2023. Selon les modalités de disposition actuelles, les hausses tarifaires prévues seraient de 0,7 % en 2018, de 2,8 % en 2019 et de 2,2 % en 2020, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2021 à 2023.

[105] Le Distributeur souligne que, dans ses prévisions de hausses tarifaires 2019 et 2020, il prévoit une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement en lien avec de nouvelles mises en service de projets éoliens et avec l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, ainsi qu'une charge de service de transport plus élevée selon les prévisions à long terme du Transporteur³⁸. Il confirme que ces mises en service de projets éoliens sont relatives à des contrats déjà signés et approuvés. Les dates de mises en service prévues sont les meilleures informations dont le Distributeur disposait au moment de la préparation du dossier tarifaire et, à sa connaissance, aucun changement n'est prévu actuellement³⁹.

[106] Le tableau suivant illustre les versements aux revenus requis de l'année témoin 2018 selon les modalités actuelles et ceux associés à la proposition du Distributeur.

³⁶ Pièce [B-0080](#), p. 13 et 14.

³⁷ Hausse tarifaire révisée à 1,3 % découlant de la mise à jour du coût de la dette.

³⁸ Pièce [B-0080](#), p. 14 et 15.

³⁹ Pièce [B-0127](#), p. 4.

TABLEAU 5
VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2018 DES SOLDES DU COMPTE DE PASS-ON ET DU
COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2017</i>	<i>2018</i>		<i>2018</i>
	<i>D-2017-022</i>	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Proposition du Distributeur</i>	<i>Mises à jour</i>
Compte de pass-on				
2015	9,0			
2016	(8,2)	(21,0)	(21,0)	(21,0)
2017		(8,9)	(8,9)	(19,7) ¹
	0,8	(29,9)	(29,9)	(40,7)
Nivellement pour aléas climatiques				
2010	30,6			
2011	26,1			
2012	77,5			
2013	(26,4)			
2014	7,2			
2015	49,6			
2016	(5,1)	3,4	16,9	16,9
2017		0,0	29,8	46,1 ²
Intérêts	0,0	0,3	0,0	0,0
	159,5	3,7	46,7	63,0
Impact net	160,3	(26,2)	16,8	22,3

Sources : Pièces B-0012, p. 6, B-0115, p. 26 à 28, et B-0126, p. 4.

Note 1 : Mise à jour sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés 2017.

Note 2 : Mise à jour au 31 octobre 2017.

[107] Le Distributeur indique que cette proposition permet d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques et respecte le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus, tout en réduisant les coûts de financement. Il indique également que cette proposition s'appuie notamment sur la décision D-2008-024⁴⁰ dans laquelle la Régie retient une approche au cas par cas lui permettant de disposer de la flexibilité nécessaire pour faire

⁴⁰ [Pages 14 et 15.](#)

face aux situations qui pourraient survenir. Le Distributeur rappelle que cette approche a été retenue par la Régie dans sa décision D-2017-022⁴¹.

[108] Considérant que la Régie s'est déjà prononcée, dans des décisions antérieures, sur une approche au cas par cas pour la disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques, le Distributeur propose l'introduction d'une mesure ponctuelle, afin de disposer intégralement de la totalité des soldes relatifs aux impacts climatiques, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs.

[109] L'ACEFQ recommande d'accepter la proposition du Distributeur. Pour l'intervenante, les augmentations de coûts prévues pour 2019 et 2020, à savoir les coûts reliés aux nouvelles mises en service de projets éoliens, l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, et les coûts de transport prévus par le Transporteur, apparaissent plausibles. Elle souligne également que la hausse des tarifs 2019, telle que prévue selon les modalités actuelles de disposition du compte de nivellement, serait de 2,8 %, soit un dépassement du taux d'inflation projeté à 2 %. L'ACEFQ est d'avis qu'une partie de la clientèle du Distributeur supporterait difficilement une telle hausse.

[110] L'UMQ est aussi favorable à la proposition du Distributeur, puisque cet ajout pour les revenus requis 2018 n'impacterait pas de façon importante les ajustements de tarifs, dont la hausse demeurerait toujours sous l'inflation. Il s'agit, pour l'UMQ, de tenir compte de circonstances favorables qui permettent de « *nettoyer une ardoise* », ce qui pourrait être utile à l'avenir, étant donné la variabilité des aléas climatiques et la pression à la hausse des coûts d'approvisionnement, comme l'indique le Distributeur.

[111] D'un autre côté, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré que la situation actuelle exige un versement exceptionnel du compte de nivellement pour aléas climatiques aux revenus requis 2018 et souligne que la proposition du Distributeur est défavorable à sa clientèle. Selon l'intervenant, les prévisions des hausses tarifaires 2018-2023 sont hautement sujettes à caution, en particulier lorsqu'elles ne reposent que sur deux composantes, en l'occurrence l'approvisionnement et le transport. Par conséquent, l'AQCIE-CIFQ recommande de conserver les modalités actuelles quant à la disposition du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques.

⁴¹ [Page 37](#), par. 110.

[112] La Régie a étudié les deux scénarios, l'un proposé par le Distributeur et l'autre selon des modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2016 et 2017 et des soldes 2016 et 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques⁴². Elle note que le scénario proposé par le Distributeur présente une meilleure stabilité tarifaire pour la période 2018 à 2023. La Régie reconnaît néanmoins qu'il y a une incertitude quant aux hausses tarifaires anticipées par le Distributeur entre 2019 et 2023.

[113] Cependant, la Régie prend en considération les explications du Distributeur sur la probabilité de hausses tarifaires de l'ordre de 2,8 % en 2019 et de 2,2 % en 2020, abstraction faite des modifications aux modalités proposées. Le Distributeur mentionne que les prévisions pour 2019 et 2020 sont basées sur des événements assez prévisibles, soit des contrats d'approvisionnement signés qui seront alors en vigueur. Il s'agit de coûts importants découlant des mises en service de parcs éoliens et de projets de biomasse.

[114] La Régie ne retient pas les recommandations de l'AQCIE-CIFQ. Elle juge plus prudent, considérant l'importance des montants impliqués, d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques, dans le contexte de la Demande.

[115] En effet, la Régie est d'avis qu'il est préférable de disposer rapidement des soldes 2016 et 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques, afin de respecter l'équité intergénérationnelle, tout en maintenant la hausse tarifaire pour l'année témoin 2018 sous l'inflation.

[116] Considérant l'importance du principe de stabilité tarifaire, la Régie accueille la proposition du Distributeur de verser, exceptionnellement, les soldes 2016 et 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques, totalisant un montant de 46,7 M\$ dans les revenus requis de 2018.

[117] Cependant, la Régie juge qu'il n'y a pas lieu de mettre à jour le compte de nivellement pour aléas climatiques selon la prévision du 31 octobre 2017. L'ajustement de 16,3 M\$ sera traité selon les modalités de disposition en vigueur.

⁴² Pièce [B-0080](#), p. 13.

[118] **La Régie permet, exceptionnellement, la mise à jour du compte de *pass-on* 2017, établie selon la prévision de 10 mois réels et de 2 mois projetés. Elle demande au Distributeur de verser les soldes des comptes de *pass-on* 2016 et 2017, totalisant un montant créditeur de 40,7 M\$, dans ses revenus requis 2018.**

4.6 PROGRAMME « CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ »

[119] Le 30 mars 2017, dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique réglementaire pour permettre de traiter, dans un même actif réglementaire, l'appui financier versé dans le cadre du programme « Conversion à l'électricité »⁴³ (le Programme de conversion) ainsi que les coûts de développement et de suivi de celui-ci. Avec cette pratique, l'ensemble de ces coûts seraient amortis sur une même période.

[120] Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir cet actif réglementaire sur une période de 10 ans, de façon à assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique (IEÉ).

[121] Le 3 novembre 2017, la Régie rend sa décision D-2017-119 Motifs à suivre⁴⁴, qui rejette la demande du Distributeur d'approuver le Programme de conversion. Elle met fin au compte d'écarts, lequel a été créé dans sa décision D-2017-037⁴⁵, et en radie les montants inscrits. Le 9 février 2017, la Régie rend sa décision D-2017-119 avec ses motifs⁴⁶.

[122] **La Régie considère que la demande du Distributeur, dans le présent dossier, d'amortir l'actif réglementaire sur une période de 10 ans, est devenue sans objet à la suite du rejet du Programme de conversion dans sa décision D-2017-119.**

⁴³ Dossier R-4000-2017 : Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel.

⁴⁴ Décision [D-2017-119 Motifs à suivre](#).

⁴⁵ Décision [D-2017-037](#).

⁴⁶ Décision [D-2017-119 Motifs](#).

Mise à jour des données

[123] En audience, le Distributeur souligne qu'il n'a pas amendé sa Demande à la suite de la décision D-2017-119. Toutefois, si la Régie procède à une mise à jour, il la réfère à la question 2 de la DDR n° 6⁴⁷ de cette dernière qui reflète une augmentation des revenus additionnels requis de 2018 de 18,1 M\$, soit une pression sur la hausse tarifaire de l'ordre de +0,2 %. Selon le Distributeur, une telle mise à jour devra être complète et tenir compte autant des dépenses que des revenus.

[124] L'AQCIE-CIFQ retient que le Distributeur n'a pas fait de mise à jour de son dossier tarifaire à la suite de la décision rejetant le Programme de conversion, de sorte que la Régie ne possède que des informations fragmentaires sur l'impact de ce projet. L'intervenant retient également qu'on ignore les suites qui seront données au rejet de cette demande, à propos duquel le Distributeur a indiqué qu'il « *y a certaines options [... qu'il] évaluera en temps opportun une fois les motifs rendus par la Régie* »⁴⁸. Dans ce contexte, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que les revenus requis 2018 du Distributeur devraient être établis sans tenir compte du rejet du Programme de conversion.

[125] Quant au solde de 3,2 M\$ du compte d'écart relatif au Programme de conversion, l'ACEFQ soumet que son traitement doit respecter la décision D-2017-119 qui met fin au compte d'écart créé par la décision D-2017-037 et en radie les montants inscrits.

[126] La Régie est d'avis que les données des revenus additionnels requis 2018 doivent être mises à jour à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion, respectant ainsi le principe d'allouer les revenus et les coûts à la bonne génération de clients. Cependant, la Régie s'interroge sur les sommes à retirer dans le présent dossier tarifaire.

[127] En audience, le Distributeur explique les composantes de l'impact total sur les revenus additionnels requis 2018 de la décision D-2017-119 présentées dans le dossier R-4000-2017 (7,0 M\$) et celles contenues en réponse à la question 2 de la DDR n° 6 (18,1 M\$, incluant le retrait du compte d'écart, de 3,2 M\$). Ces composantes sont illustrées au tableau suivant.

⁴⁷ Pièce [B-0127](#), p. 8.

⁴⁸ Pièce [A-0048](#), p. 156.

TABLEAU 6
IMPACT TOTAL SUR LES REVENUS ADDITIONNELS REQUIS 2018
DE LA DÉCISION D-2017-119

<i>(en M\$)</i>	<i>Dossier R-4011-2017 (DDR no 6)</i>	<i>Dossier R-4000-2017</i>	<i>Décision de la Régie</i>
Impact 2017 sur l'année témoin 2018			
Retrait du compte d'écarts 2017 ¹ , versé en 2018	3,2		3,2
Ajustement compte de <i>pass-on</i> 2017, versé en 2018	0,4		0,4
	3,6		3,6
Impact 2018 sur l'année témoin 2018			
Achats d'électricité	(12,9)	(18,7)	(18,7)
Charges d'exploitation	(0,2)	(0,5)	(0,2)
Amortissement	(1,0)	(3,1)	(1,0)
Rendement de la base de tarification	(0,9)	(1,4)	(0,9)
	(15,0)	(23,7)	(20,8)
Impact total sur les revenus requis 2018	(11,4)	(23,7)	(17,2)
Revenus de ventes d'électricité 2018 ²	(29,5)	(30,7)	(29,5)
Impact total sur les revenus additionnels requis 2018	18,1	7,0	12,3
Base de tarification 2018 (moyenne des 13 soldes)	(12,8)		(12,8)

Sources : Pièces B-0127, p. 8, B-0033, p. 12, et A-0059 (année 2018 du tableau 5).

Note 1 : Le compte d'écarts comprend des revenus de ventes d'électricité de 3,5 M\$ et des charges d'exploitation de 0,3 M\$ (pièce B-0040, p. 20).

Note 2 : Les revenus de ventes d'électricité de 29,5 M\$ en 2018 correspondent à 340 GWh (voir la section 6.1).

[128] L'écart de 8,7 M\$ entre les coûts de distribution prévus en 2018 de 23,7 M\$, présentés au dossier R-4000-2017, et ceux de 15,0 M\$ à la réponse à la question 2 de la DDR n° 6 du présent dossier, provient principalement d'une variation de 5,8 M\$ reliée aux achats d'électricité, passant de 18,7 M\$ à 12,9 M\$.

[129] Le Distributeur mentionne que dans le dossier R-4000-2017, la prévision était plus conservatrice et estimait des achats qui utilisaient le signal de coûts évités d'hiver pour toutes les heures, ce qui générerait des coûts de l'ordre de 5,5 ¢/kWh, alors que le coût prévu en 2018 est de l'ordre de 3,8 ¢/kWh⁴⁹.

⁴⁹ Pièce [A-0061](#), p. 69.

[130] La Régie n'est pas convaincue que le Distributeur a pris en compte dans ses achats d'électricité la prévision révisée à 12,9 M\$, puisque le dossier tarifaire déposé le 31 juillet 2017 suit de près le dépôt du dossier R-4000-2017 au printemps 2017⁵⁰.

[131] En ce qui a trait au retrait des coûts reliés à l'amortissement, à la base de tarification et au rendement de la base de tarification ainsi qu'au compte d'écarts, la Régie constate que ces coûts présentés à la réponse à la question 2 de sa DDR n° 6 font partie des composantes des revenus requis 2018 et de la base de tarification 2017 et 2018⁵¹.

[132] **Par conséquent, à la suite de la décision D-2017-119 refusant le Programme de conversion tel que présenté, la Régie ordonne au Distributeur de hausser les revenus additionnels requis de 2018 au montant totalisant 12,3 M\$⁵² et de réduire la base de tarification (moyenne des 13 soldes) de 0,8 M\$ en 2017 et de 12,8 M\$ en 2018.**

4.7 ACTIF RÉGLEMENTAIRE LIÉ À UNE ENTENTE DE SUSPENSION

[133] Dans sa décision D-2014-086⁵³, la Régie autorise la création d'un compte d'écarts hors base afin d'y comptabiliser le passif financier associé aux amendements à l'entente de suspension des livraisons de la centrale TransCanada Energy Ltd (TCE), y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce montant correspond à celui du passif lié à l'application de l'IAS 39⁵⁴ en vertu des IFRS et de l'ASC 825⁵⁵ en vertu des PCGR des États-Unis. Ce faisant, la Régie reconnaît la récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés.

[134] Le Distributeur mentionne que bien que la Régie ait autorisé, tel que demandé, un compte identifié en tant que « compte d'écarts », il constate que, de par sa nature, celui-ci s'apparente davantage à un actif réglementaire. Créé pour comptabiliser le montant correspondant à celui du passif financier, il permet la récupération annuelle des coûts conformément aux montants facturés. Il ne s'agit donc pas d'un mécanisme permettant la

⁵⁰ Pièce [A-0061](#), p. 72.

⁵¹ Pièces [B-0020](#), p. 6 à 8, et [B-0033](#), p. 10 et 12.

⁵² Impact de -17,2 M\$ sur les revenus requis 2018, et impact de 29,5 M\$ sur les revenus de ventes d'électricité.

⁵³ [Page 14](#), par. 53.

⁵⁴ IAS 39 *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*.

⁵⁵ ASC 825-10-20 *Financial Instrument*.

récupération de coûts imprévus lors de la fixation des tarifs, mais bien d'un dispositif permettant de constater des charges lors d'exercices financiers subséquents.

[135] Pour cette raison, le Distributeur demande la modification du libellé associé aux coûts de l'entente de suspension et propose d'utiliser dorénavant « actif réglementaire lié à une entente de suspension ». La proposition du Distributeur se conforme au libellé utilisé dans les états financiers statutaires dans lesquels les coûts liés à une entente de suspension sont présentés à titre d'actif réglementaire.

[136] **La Régie autorise l'utilisation du libellé « actif réglementaire lié à une entente de suspension ».**

5 PARAMÈTRES FINANCIERS

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

[138] 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 (TRCP);
- le coût de la dette;
- le taux prospectif de la dette pondéré.

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

[139] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93⁵⁶, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

[140] Le TRCP proposé par le Distributeur est de 8,2 % pour l'année témoin 2018, soit le taux fixé par la Régie dans sa décision D-2014-034.

[141] Le Distributeur mentionne que les paramètres ayant un impact sur la détermination du TRCP n'ont pas changé de façon significative depuis l'étude du dossier R-3842-2013. De plus, il partage les mêmes conditions économiques et financières que les distributeurs gaziers, Gaz Métro⁵⁷ (Énergir) et Gazifère Inc. (Gazifère). Il fait également valoir que dans sa décision D-2017-014⁵⁸, la Régie a maintenu le TRCP d'Énergir à 8,9 % pour l'année tarifaire 2017-2018. De même, dans sa décision D-2017-028⁵⁹, la Régie a maintenu le TRCP de Gazifère à 9,10 % pour l'année témoin 2018⁶⁰.

[142] Considérant l'évolution des paramètres économiques et financiers depuis la décision D-2014-034, qui demeure relativement récente, et par cohérence avec les décisions à l'égard d'Énergir et de Gazifère, la Régie considère que la reconduction du taux de rendement de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire.

[143] La Régie prend acte du fait que le Distributeur ne propose pas de modification à sa structure de capital présumée utilisée pour le financement de sa base de tarification et fixe, pour l'année témoin 2018, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur à 8,2 %.

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[144] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2018, un coût moyen de la dette ajusté pour tenir compte des comptes d'écarts et de report (CER) de 6,259 %, soit une augmentation de 0,061 % par rapport au taux de 6,198 % approuvé pour 2017.

⁵⁶ Décision [D-2003-93 Phase 1](#), p. 51.

⁵⁷ Le 29 novembre 2017, Gaz Métro modifie son nom et devient Énergir s.e.c.

⁵⁸ Décision [D-2017-014](#), p. 9.

⁵⁹ Décision [D-2017-028](#), p. 15.

⁶⁰ Pièce [B-0017](#), p. 6 et 7.

[145] Conformément à la décision D-2015-018⁶¹, le Distributeur dépose la mise à jour des taux d'intérêt moyens des obligations trois ans et cinq ans d'Hydro-Québec du mois d'avril de l'année de base, utilisés pour rémunérer les soldes des CER de trois ans et moins et de plus de trois ans, respectivement de 1,70 % et de 2,102 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[146] Conformément à la décision D-2014-034⁶², le Distributeur dépose le 5 décembre 2017 la mise à jour du coût moyen de la dette en utilisant les données du Consensus Forecasts du mois de novembre 2017. Selon cette mise à jour, le coût moyen de la dette, ajusté pour tenir compte des CER, passe à 6,482 % pour l'année témoin 2018. Les taux d'intérêt moyens des obligations trois ans et cinq ans d'Hydro-Québec du mois d'octobre de l'année de base 2017, utilisés pour rémunérer les soldes des CER, passent respectivement à 2,38 % et 2,703 %, incluant les frais de garantie et d'émission⁶³.

[147] Par conséquent, la Régie établit le coût moyen de la dette applicable à la base de tarification à 6,482 % pour l'année témoin 2018.

[148] La Régie prend acte de la mise à jour des taux d'intérêt applicables aux soldes des CER trois ans et moins et ceux de plus de trois ans, pour l'année témoin 2018, à 2,38 % et 2,703 % respectivement.

5.3 TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[149] Le Distributeur demandait initialement à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 6,938 %, soit une augmentation de 0,039 % par rapport au taux de 6,899 % approuvé pour 2017. Ce taux, pour l'année témoin 2017, correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du taux de rendement sur les capitaux propres de 8,2 % et du coût moyen de la dette de 6,259 %⁶⁴.

⁶¹ [Page 93](#), par. 369.

⁶² [Page 68](#), par. 273.

⁶³ Pièce [B-0146](#), p. 6.

⁶⁴ Pièce [B-0016](#), p. 4.

[150] Avec la mise à jour du 5 décembre 2017 déposée par le Distributeur, le taux de rendement sur la base de tarification passe de 6,938 % à 7,083 %, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 7
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2018 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35%	8,200%	2,870%
Coût moyen de la dette	65%	6,482%	4,213%
Taux de rendement de la base de tarification			7,083%

Source : Pièce B-0146, p. 7, tableau 2.

[151] **La Régie détermine pour l'année 2018 un taux de rendement de la base de tarification du Distributeur de 7,083 %.**

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[152] Le Distributeur demande initialement à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 5,354 %, applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2018.

[153] Le 5 décembre 2017, le Distributeur dépose le coût du capital prospectif révisé à 5,445 %, à la suite de la mise à jour du coût moyen de la dette utilisant les données du Consensus Forecasts du mois de novembre 2017, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 8
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2018 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35%	8,200%	2,870%
Coût moyen de la dette	65%	3,962%	2,575%
Taux de rendement de la base de tarification			5,445%

Source : Pièce B-0146, p. 8, tableau 3.

[154] **La Régie détermine pour l'année témoin 2018 le taux moyen du coût du capital prospectif à 5,445 %.**

6 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[155] Le Distributeur prévoit des ventes totales d'électricité de 169 395 GWh pour l'année témoin 2018, soit une croissance de 457 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2017 et de 799 GWh par rapport à la prévision des ventes retenue dans la décision D-2017-022.

6.1 ANNÉE TÉMOIN 2018

Secteurs résidentiel et agricole

[156] Pour les secteurs résidentiel et agricole, la croissance des ventes entre l'année de base 2017 et l'année témoin 2018, s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Mises en chantier (38 400) : + 500 GWh;
- Baisse de la consommation unitaire : - 210 GWh;
- Actualisation des variables reliées à la normale climatique : - 60 GWh;
- Véhicules électriques : + 30 GWh.

[157] Le Distributeur soumet que l'usage des véhicules électriques devrait contribuer de plus en plus à la croissance des ventes au secteur résidentiel.

[158] En ce qui a trait aux ventes prévues au tarif DT pour 2018, le Distributeur prévoit qu'elles diminueront de 31 GWh, principalement en raison de la baisse du nombre d'abonnements, reflétant l'évolution récente du parc biénergie résidentielle.

[159] Au tarif DP, la croissance des ventes prévues de 349 GWh se traduit par un impact à la baisse sur la croissance des ventes au tarif D.

Secteurs commercial, institutionnel, industriel PME et autres

[160] Aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, le Distributeur prévoit une hausse des ventes de 509 GWh entre 2017 et 2018. Celle-ci est principalement expliquée par les facteurs suivants :

- Impact de l'activité économique : + 140 GWh;
- Conversion à l'électricité : + 272 GWh;
- Centres hébergement de données (LG) : + 170 GWh;
- Véhicules électriques : + 10 GWh;
- Ajustement normale climatique : - 10 GWh.

[161] Le Distributeur précise que la croissance des ventes aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME provient essentiellement du secteur commercial et institutionnel : « *La faible croissance des ventes au secteur industriel PME pour 2017 et 2018 s'explique par le fait que la croissance économique du secteur est en partie contrebalancée par la réduction des intensités énergétiques* »⁶⁵.

Secteur industriel grandes entreprises

[162] Au tarif L, le Distributeur prévoit une décroissance des ventes de 735 GWh entre 2017 et 2018. Cette décroissance provient essentiellement du secteur des pâtes et papiers,

⁶⁵ Pièce [B-0015](#), p. 10 et 11.

qui poursuit sa transformation vers des productions moins énergivores et où le contexte d'affaires pourrait se traduire par de nouvelles rationalisations, selon le Distributeur.

[163] À la demande de la Régie, le Distributeur discute de l'impact que pourraient avoir la montée des barrières commerciales et la renégociation des ententes commerciales sur les ventes au tarif L et sur les contrats spéciaux pour l'année de base et l'année témoin :

« Plusieurs litiges commerciaux avec les États-Unis sont présentement à l'étude par les instances concernées. Selon les droits imposés et les secteurs d'activités visés, les impacts pourraient être sensiblement différents. Ce contexte incertain empêche le Distributeur de faire une évaluation des quantités d'énergie en jeu pour l'année 2018.

Par ailleurs, pour le secteur des pâtes et papiers, visé par des barrières commerciales, le Distributeur envisage déjà une baisse de 0,8 TWh par année pour l'année de base et l'année témoin »⁶⁶.

[164] Pour les contrats spéciaux, le Distributeur prévoit une croissance de 431 GWh en 2018. Celle-ci découle d'un faible volume d'achat en 2017 du client Rio Tinto, qui bénéficie d'une forte hydraullicité, contrebalancé en partie par la fin du contrat de Silicium Québec le 30 juin 2018.

[165] En ce qui a trait à la situation de l'hydraullicité prévue pour le client Rio Tinto en 2018, le Distributeur apporte les précisions suivantes :

« Le scénario à hydraullicité moyenne est retenu pour les ventes prévues de l'année 2018.

Toutefois, les consommations découlant du contrat d'énergie avec le client Rio Tinto varient d'une manière importante d'une année à l'autre, principalement en raison des apports hydrauliques. Historiquement, ces consommations ont oscillé entre 0,2 TWh et 2,6 TWh. Cette variation peut entraîner des écarts parfois importants par rapport à la prévision de l'année témoin »⁶⁷.

⁶⁶ Pièce [B-0080](#), p. 42.

⁶⁷ Pièce [B-0080](#), p. 42.

Besoins en puissance

[166] Le Distributeur prévoit que, sous conditions climatiques normales, les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018 atteindront 37 853 MW. Il s'agit d'une hausse de 84 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2016-2017. Le Distributeur précise que cet écart découle de la croissance prévue des ventes aux secteurs commercial et institutionnel, de même qu'aux secteurs résidentiel et agricole. La baisse prévue des ventes industrielles atténue la croissance des besoins en puissance.

[167] La pointe de l'hiver 2016-2017, survenue le 16 décembre 2016, a été inférieure de 1 148 MW à celle annoncée dans le dossier R-3980-2016 en raison des températures plus chaudes que la normale de l'hiver 2016-2017 (-1 190 MW).

Programme Conversion à l'électricité - Dossier R-4000-2017

[168] Dans sa preuve initiale, le Distributeur indique que l'impact du Programme de conversion est pris en compte dans la prévision des ventes du Distributeur. Cet impact est estimé à 68 GWh en 2017⁶⁸ et à 340 GWh en 2018⁶⁹. Quant à l'impact sur les besoins en puissance, il est estimé à 66 MW pour l'hiver 2017-2018 et 110 MW pour l'hiver 2018-2019.

[169] Comme mentionné à la section 4.6 de la présente décision, par sa décision D-2017-119, la Régie a rejeté la demande du Distributeur visant le Programme de conversion.

⁶⁸ Pièce [B-0015](#), p. 11.

⁶⁹ Pièce [B-0080](#), p. 16.

6.2 ANNÉE DE BASE 2017

[170] La prévision des ventes de l'année 2017 par rapport à celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2017-022⁷⁰ indique un écart prévisionnel consolidé de 342 GWh⁷¹. En excluant les contrats spéciaux et les réseaux autonomes (RA), cet écart est de -18 GWh.

[171] Le Distributeur explique les écarts constatés à l'égard des principales catégories de consommateurs de la manière suivante⁷² :

- Tarifs D et DM : l'écart de + 225 GWh découle essentiellement des ventes au tarif DP plus faibles que prévues pour l'année 2017 (-157 GWh). L'écart total aux tarifs D, DM et DP est de + 68 GWh.
- Tarif L : la prévision a été revue à la baisse de 258 GWh (incluant les ventes à l'option d'électricité additionnelle). Le Distributeur précise cependant que cet écart inclut un reclassement des ventes (-630 GWh), dû à l'entente spéciale avec Silicium Québec. Ce reclassement masque donc un écart favorable de +372 GWh, qui découle notamment du fait que l'impact des rationalisations attendues au secteur des pâtes et papiers en 2017 a été moindre que prévu.
- Contrats spéciaux : l'écart favorable de + 366 GWh est attribuable au reclassement des ventes, en regard de l'entente spéciale avec Silicium Québec (+ 630 GWh), ainsi qu'à une révision à la baisse des besoins du client Rio Tinto en lien avec la forte hydraulicité observée sur son réseau depuis le début de l'année (-264 GWh).

6.3 ABROGATION DU SUIVI EXIGÉ PAR LA DÉCISION D-2015-018

[172] Le Distributeur demande à la Régie d'être soustrait à son obligation de produire, pour les dossiers tarifaires futurs, le suivi des résultats prévisionnels des modèles de prévision de la demande, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2015-018⁷³.

⁷⁰ Décision [D-2017-022](#).

⁷¹ Pièce [B-0015](#), p. 13, tableau 5.

⁷² Pièce [B-0015](#), p. 12 et 13.

⁷³ Pièce [B-0015](#), p. 16 et 17.

[173] Le Distributeur soutient qu'il a présenté au dossier R-3986-2016 (Plan d'approvisionnement 2017-2026), tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2014-205⁷⁴, des statistiques permettant de suivre l'évolution de la performance des modèles. Ces statistiques comprennent les écarts moyens et les erreurs-types compilées pour les écarts disponibles, les coefficients de détermination (R²) des modèles utilisés et le caractère significatif des variables. Le suivi de ces statistiques tous les trois ans permet, selon le Distributeur, de déceler les tendances dans les écarts de prévision.

[174] En outre, le Distributeur rappelle qu'il présente, dans ses rapports annuels, les écarts entre les ventes dont tient compte la Régie et les résultats réels.

[175] Le Distributeur estime que depuis la publication du suivi demandé par la décision D-2014-205, celui demandé par la décision D-2015-018 est devenu caduc, puisque l'objet de ces deux suivis est le même.

[176] L'ACEFQ s'oppose la demande du Distributeur de se soustraire au suivi de la performance de la prévision de ses besoins en énergie et en puissance dans les dossiers tarifaires.

[177] L'intervenante rappelle que le suivi demandé par la Régie dans sa décision D-2014-205 vise la performance d'une nouvelle méthodologie de prévision des besoins en énergie et en puissance proposée par le Distributeur pour un horizon de 10 ans, soit celle du plan d'approvisionnement. Quant au suivi demandé par la Régie dans la décision D-2015-018, il a trait aux prévisions de la demande soumises dans les dossiers tarifaires qui ont un horizon moins long que le plan d'approvisionnement et qui, évidemment, ont des incidences directes sur les tarifs⁷⁵.

[178] L'intervenante estime que, sous sa forme actuelle, le suivi de la performance prévisionnelle exigé par la décision D-2015-018 est utile pour se convaincre du réalisme de la prévision de la demande effectuée par le Distributeur et pour visualiser l'évolution et l'ampleur des écarts annuels entre les demandes retenues pour établir les tarifs et les demandes réelles⁷⁶.

⁷⁴ Décision [D-2014-205](#).

⁷⁵ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 87.

⁷⁶ Pièce [C-ACEFQ-0009](#), p. 20.

[179] En outre, l'ACEFQ soutient que les renseignements présentés dans le cadre de ce suivi permettent de faire un lien entre les ventes historiques depuis 2012 et les prévisions du Distributeur pour l'année témoin 2018.

[180] La Régie note que le Distributeur utilise de nouveaux modèles économétriques de prévision de la demande depuis avril 2012.

[181] Dans le plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur indiquait qu'il lui était impossible d'évaluer sa performance prévisionnelle sur les différents horizons, puisque l'historique des écarts de prévision ne se limitait alors qu'à une seule année, soit l'année 2013. Il précisait toutefois que les nouveaux modèles avaient été préalablement testés sur des données historiques de 2006 à 2011 et évalués à partir de critères statistiques reconnus, tels que le coefficient de détermination R², l'importance statistique des variables utilisées et l'écart entre les ventes historiques réelles et les ventes modélisées. Les résultats de ces tests permettaient de conclure que les nouveaux modèles étaient très performants⁷⁷.

[182] Bien qu'elle estimait qu'il était trop tôt pour se prononcer sur la performance prévisionnelle de la nouvelle méthodologie du Distributeur sur les besoins en énergie, la Régie, dans la décision D-2014-205, considérait que les nouveaux modèles contribuaient à améliorer la performance prévisionnelle à court terme et à réduire les risques d'écarts prévisionnels. Elle jugeait également que les meilleurs indicateurs pour suivre l'évolution de la performance prévisionnelle des modèles étaient, à ce moment, les indicateurs statistiques utilisés par le Distributeur pour tester ses modèles sur les données historiques. Elle ordonnait ainsi l'utilisation de ceux-ci en guise de suivi de la performance prévisionnelle dans les prochains plans d'approvisionnement.

[183] La Régie est satisfaite des suivis présentés par le Distributeur dans les plans d'approvisionnement et juge qu'ils sont suffisants pour déceler des tendances dans les écarts de prévision. Elle est également satisfaite des explications concernant les écarts prévisionnels pour l'année historique présentés dans les rapports annuels du Distributeur. Ainsi, la Régie ne juge pas utile de maintenir l'exigence du suivi de la performance prévisionnelle, demandé dans sa décision D-2015-018. Elle ordonne cependant au Distributeur de poursuivre la publication des tableaux des coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision de la demande⁷⁸ et des

⁷⁷ Dossier R-3864-2013, pièce [B-0021](#), p. 4 à 6.

⁷⁸ Pièce [B-0015](#), p. 26, tableau A-7.

revenus unitaires⁷⁹ qui sont présentés à l'annexe A de la section Prévion de la demande de la pièce B-0015 au présent dossier.

6.4 TAUX DE PERTES DE DISTRIBUTION

[184] L'AHQ-ARQ est préoccupé par la baisse significative du taux de pertes de distribution en 2014 et 2015. L'intervenant recommande à la Régie de demander au Distributeur de produire, pour le prochain dossier tarifaire, une étude qui explique les variations des taux de pertes de distribution sur la période 2004-2016⁸⁰.

[185] L'AHQ-ARQ recommande également la mise sur pied d'un groupe de travail ainsi que la tenue d'une ou de rencontre(s) avant le dépôt du prochain dossier tarifaire⁸¹.

[186] Le Distributeur confirme qu'il a entrepris des travaux conjoints avec le Transporteur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) afin de comprendre les variations historiques des pertes globales de transport et de distribution entre 2004 et 2016. Cependant, constatant que leurs analyses ne permettaient pas d'obtenir les explications recherchées, l'institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ) a été mandaté, à l'été 2017⁸², pour effectuer des travaux additionnels⁸³.

[187] La Régie ordonne au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, les résultats de l'étude de l'IREQ relative aux variations historiques des pertes globales de transport et de distribution entre 2004 et 2016. La Régie déterminera, par la suite, si la mise sur pied d'un groupe de travail est nécessaire.

⁷⁹ Pièce [B-0015](#), p. 27, tableau A-8.

⁸⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 20 et 21.

⁸¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 3.

⁸² Pièce [A-0051](#), p. 62.

⁸³ Pièce [B-0084](#), p. 10.

Conclusions générales sur la prévision de la demande

[188] La Régie accepte la prévision des ventes de 169 055 GWh, ajustée pour tenir compte de la décision D-2017-119⁸⁴, déposée par le Distributeur aux fins de l'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2018-2019.

[189] La Régie accepte la prévision des besoins en énergie pour l'année témoin 2018, ajustée pour tenir compte de la décision D-2017-119. De même, elle accepte celle des besoins en puissance pour l'hiver 2017-2018, ajustée cependant pour tenir compte des éléments décisionnels de la Régie à la section 8.2 de la présente décision.

[190] La Régie demande également au Distributeur de continuer à produire les tableaux énumérés au paragraphe 247 de sa décision D-2016-033⁸⁵.

7 COÛTS ÉVITÉS

7.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

[191] Le bilan offre-demande en énergie du Distributeur présente d'importants surplus d'énergie jusqu'en 2027. Sur cet horizon, le Distributeur ne requiert aucun besoin d'approvisionnement de long terme et prévoit combler ses besoins d'énergie en hiver par des achats de court terme. Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale. Les coûts évités d'énergie proposés par le Distributeur sont donc :

- de 2018 à 2027 inclusivement :
 - de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation, pour le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars),
 - de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation, pour le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre);

⁸⁴ Décision [D-2017-119](#).

⁸⁵ Décision [D-2016-033](#), p. 70 et 71, par. 247.

- à compter de 2028 : le signal de prix est de 8,6 ¢/kWh (\$ 2017) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.

[192] Le Distributeur précise la façon dont il utilise les coûts évités d'énergie dans ses analyses économiques, selon le type de projet ou de programme à évaluer, notamment pour simuler la neutralité du tarif de développement économique (TDÉ) et pour établir les prix de l'option d'électricité additionnelle et du tarif de relance industrielle (TRI) proposés au présent dossier.

[193] Pour ces derniers tarifs, il attribue la valeur de l'énergie d'hiver seulement pour les heures pendant lesquelles il réalise des achats de court terme et non sur les 2 904 heures de la période de décembre à mars⁸⁶. Le Distributeur indique que dans toutes ses analyses économiques, quelle que soit la quantité d'heures considérée pour l'énergie d'hiver, il utilise le signal du coût évité de 5,2 ¢/kWh⁸⁷.

[194] Toutefois, le Distributeur précise que :

« [...] en ce qui a trait au prix des achats de court terme, celui-ci reflète la valeur de l'énergie que le Distributeur compte acquérir l'hiver prochain. Tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés »⁸⁸.

[195] En ce qui a trait aux coûts évités de puissance, le Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l'hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW. Il précise que :

- pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme, soit 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation);

⁸⁶ Pièce [B-0115](#), p. 12.

⁸⁷ Pièce [B-0127](#), p. 72.

⁸⁸ Pièce [B-0115](#), p. 11.

- à compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01, soit 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation).

[196] Cependant, aux fins de l'estimation de la valeur économique du programme « GDP Affaires », le Distributeur explique qu'il utilise, dès la première année d'analyse, le coût évité en puissance de long terme de 106 \$/kW-an (\$ 2015)⁸⁹.

[197] À partir de ces coûts évités de fourniture seulement, le Distributeur produit les coûts évités, par usage et par catégorie de client, en annuité constante pour les 10 prochaines années. Ces coûts évités globaux tiennent compte de la répartition des coûts de puissance, des coûts évités de transport de la charge locale et des coûts évités de distribution. Ainsi, le coût évité pour l'usage chauffage des locaux pour la clientèle au tarif M en annuité constante sur 10 ans est de 9,03 ¢/kWh. À titre d'exemple, le Distributeur explique que :

« Compte tenu de la structure actuelle, le coût évité d'un usage tel que la climatisation, qui n'est présent qu'en période d'été, est significativement plus bas que celui d'un usage présent toute l'année ou, encore, en grande partie en hiver. Ainsi, en 2018, pour un client résidentiel, le coût évité pour l'usage de climatisation est de 3,26 ¢/kWh, tandis qu'il est de 7,57 ¢/kWh pour le chauffage des locaux »⁹⁰.

[198] L'ACEFQ explique qu'il n'y a rien dans le présent dossier qui soutient la thèse du Distributeur selon laquelle il n'y aurait plus d'électricité patrimoniale en surplus à partir de 2028 et qu'il serait alors obligé de faire appel aux nouveaux approvisionnements plus coûteux que l'électricité patrimoniale, par exemple, l'énergie éolienne. En ce qui a trait aux besoins de puissance, l'intervenante exprime son désaccord avec la position du Distributeur de limiter ses achats de puissance sur les marchés de court terme à 1 100 MW d'ici 2026. L'intervenante explique qu'une révision à la hausse de la quantité d'achat de puissance sur les marchés de court terme aurait pour effet de repousser les achats de long terme au prix plus élevé et que des appels d'offres pour de petites quantités de puissance favoriseraient l'obtention de bas prix.

⁸⁹ Pièce [B-0115](#), p. 13.

⁹⁰ Pièce [B-0019](#), p. 6.

[199] L'ACEFQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il soumette une évaluation de ses surplus en électricité patrimoniale estimés pour 2026. Elle suggère de ne pas retenir la valeur de 1 100 MW comme limite maximale des achats de puissance sur les marchés de court terme aux fins de l'établissement des coûts évités. En outre, elle propose de ne pas retenir le prix de 110 \$ le kW pour les contrats d'approvisionnement de puissance de long terme projetés par le Distributeur pour les années 2024-2027⁹¹.

[200] L'AHQ-ARQ, quant à lui, recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir une démonstration de la fin des surplus en énergie estimée à compter de 2027⁹².

Opinion de la Régie

[201] Dans sa décision D-2017-105, la Régie a décidé que la méthodologie d'établissement des coûts évités ne serait pas un enjeu du présent dossier tarifaire⁹³. Il y a cependant lieu d'examiner les coûts évités présentés par le Distributeur au présent dossier.

[202] Par ailleurs, avant de débattre de la méthodologie pour obtenir un signal de coûts évités, la Régie considère qu'il est utile d'examiner jusqu'à quel point les éléments de preuve déposés au fil du dossier permettent d'améliorer la compréhension des besoins et des finalités du signal de prix recherché. En d'autres termes, la discussion doit d'abord porter sur l'opportunité d'établir la valeur d'un coût évité avant de s'intéresser à la méthode pour l'obtenir.

[203] La Régie constate que la détermination des coûts évités est en lien direct avec l'établissement des besoins et la stratégie d'approvisionnement. Selon le Distributeur, les coûts évités doivent d'abord être un outil d'aide à la décision, qui, à partir de « *métriques simples et stables* », permettent d'évaluer les coûts et les bénéfices d'un projet par rapport à la situation actuelle sans le projet, et de comparer différentes options entre elles⁹⁴.

[204] Comme la preuve l'a démontré dans le présent dossier, la Régie constate de nombreux changements dans l'utilisation des coûts évités depuis leur création. Les coûts évités n'ont plus comme principale finalité d'évaluer la rentabilité des programmes en efficacité énergétique. Cette finalité a changé et de nombreux éléments du contexte

⁹¹ Pièces [C-ACEFQ-0007](#), p. 91 à 102, et [C-ACEFQ-0015](#), p. 18 et 19.

⁹² Pièces [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 12 à 18, et [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 2.

⁹³ Décision [D-2017-105](#), p. 7 et 8.

⁹⁴ Pièce [B-0127](#), p. 72.

économique et réglementaire ont modifié la nature et la notion même d’approvisionnement « à la marge ».

[205] Selon la Régie, plusieurs critiques d’intervenants et certaines incohérences apparentes dans la preuve du Distributeur sont la manifestation de ce changement de contexte économique et réglementaire, L’utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d’autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) :

- la réforme tarifaire avec, notamment, les coûts de la puissance ou de la deuxième tranche du tarif D calibrés en fonction des coûts évités;
- l’arrivée de surplus d’énergie aboutissant à des propositions de tarifs temporaires ou de programmes commerciaux visant l’augmentation des ventes d’électricité, qui doivent pouvoir être justifiés en même temps que des programmes d’efficacité énergétique qui peuvent être perçus comme visant des objectifs contraires, si les uns comme les autres ne sont pas conçus en fonction du fait que les surplus sont à très bas coûts en dehors des périodes de pointe et que les économies d’énergie ont plus de valeur lorsqu’elles ont un impact en période de pointe;
- les besoins de puissance en croissance malgré les surplus d’énergie, conduisant à des programmes de GDP ou à l’annonce de projets de tarification dynamique, exigeant une compréhension et une analyse plus fine des coûts marginaux pendant les périodes de pointe et une remise en question de l’allocation des coûts de puissance par unité d’énergie;
- enfin, la priorisation des contrats postpatrimoniaux sur l’électricité patrimoniale dans les approvisionnements du Distributeur⁹⁵, qui a provoqué des variations substantielles des coûts à la marge.

[206] C’est ainsi que la Régie constate des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme. Ainsi, le coût évité de l’énergie passe de 2,8 ¢/kWh à court terme à 8,6 ¢/kWh à long terme. De même, le coût évité de la puissance à court terme passe de 20 \$/kW à 110 \$/kW à long terme. Non seulement les coûts évités de puissance et d’énergie varient indépendamment l’un de l’autre, mais les aléas dans la prévision de la demande peuvent devancer ou reculer de plusieurs années le brusque changement des coûts évités. Force est de constater que le désir d’avoir un outil d’aide à la décision, basé

⁹⁵ Article 71.1 de la Loi entrée en vigueur le 21 avril 2015 (2015, chapitre 8).

sur des « *métriques simples et stables* », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans.

[207] La Régie s'interroge également sur l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés, tel que le reconnaît le Distributeur⁹⁶.

[208] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte des coûts évités en réseau intégré proposés par le Distributeur au présent dossier tarifaire.

[209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.

[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. Toutefois, cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique.

7.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[211] Tel qu'annoncé lors de la réunion de travail du 28 février 2017, le Distributeur n'a apporté aucun changement à sa façon de présenter et de calculer les coûts évités en RA⁹⁷.

[212] Dans sa décision D-2017-140, la Régie conclut :

« [...] que les méthodes actuellement utilisées par le Distributeur pour évaluer les coûts évités en énergie et en puissance sont adéquates »⁹⁸.

⁹⁶ Pièce [B-0115](#), p. 11.

⁹⁷ Dossier R-3986-2016, pièce [B-0025](#), p. 16 (en suivi de la décision tarifaire 2014).

[213] **La Régie approuve donc les coûts évités d'énergie et de puissance des RA proposés par le Distributeur pour l'année témoin 2018.**

[214] Toutefois, dans sa décision D-2017-140, la Régie ne s'est prononcée que sur la méthodologie d'établissement des coûts évités de fourniture d'énergie et de puissance en RA. Les fins pour lesquelles ils sont utilisés et présentés, notamment la répartition des coûts évités de puissance (en \$/kW) par unité d'énergie en ¢/kWh, pourront être examinées ultérieurement, au même titre que celles des coûts évités en réseau intégré.

8 APPROVISIONNEMENTS

8.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Besoins en énergie

[215] Le Distributeur présente les besoins en énergie sur la période 2016-2018. Les besoins en énergie pour l'année témoin 2018 s'élèvent à 182,1 TWh, tel que le montre le tableau 9.

TABLEAU 9
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2016 Année historique	2017 Année de base	2018 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	182,1	180,8	182,1
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	11,6	13,5	13,7
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	14,9	15,4	16,9

Source : Pièce B-0022, p. 6.

⁹⁸ Décision [D-2017-140](#), p. 79.

[216] La contribution prévue de l'électricité postpatrimoniale en 2018 est de 16,9 TWh, en hausse de 1,5 TWh par rapport aux achats de l'année de base 2017. Le Distributeur prévoit un volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 13,5 TWh en 2017 et de 13,7 TWh en 2018. Le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie est présenté au tableau 10.

TABLEAU 10
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2016 Année historique	2017 Année de base	2018 Année témoin
LONG TERME	14,7	15,4	16,9
TCE	-	-	-
HQP	3,1	3,1	3,1
<i>Base</i>	3,1	3,1	3,1
dont énergie rappelée	-	-	-
<i>Cyclable</i>	0,0	-	0,0
<i>Énergie différée</i>	-	-	-
Intégration éolienne	1,0	0,5	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,4	0,4	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,1	1,1	1,5
Éolien I (A/O 2003-02)	2,3	2,4	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	5,6	5,8	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,6	0,7	0,7
Éolien IV (A/O 2013-01)	0,0	0,3	1,4
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	0,0	0,4	0,5
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,3	0,4	0,5
COURT TERME	0,1	0,0	0,0
Achats d'énergie	0,1	0,0	0,0
TOTAL	14,9	15,4	16,9

Source : Pièce B-0022, p. 8.

[217] Les approvisionnements en énergie du Distributeur pour l'année témoin 2018 prennent également en considération les éléments suivants⁹⁹ :

⁹⁹ Pièce [B-0024](#), p. 7.

- aucune quantité d'énergie rappelée en vertu des conventions d'énergie différée;
- l'inclusion des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle (D-2016-095);
- la suspension des livraisons de la centrale de TCE (D-2015-179¹⁰⁰);
- les reports ou devancements de mises en service prévues de projets de parcs éoliens, de centrales de cogénération à la biomasse et de petites centrales hydrauliques.

Besoins en puissance

[218] Dans sa preuve initiale, le Distributeur indique que les besoins réguliers en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2017-2018 sont de 41 599 MW, incluant la réserve requise de 3 746 MW. Au-delà de la contribution du contrat patrimonial de 37 442 MW, les besoins postpatrimoniaux en puissance pour l'année témoin 2018 s'élèvent à 4 157 MW¹⁰¹.

[219] La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme totalise 2 427 MW pour l'année témoin 2018. Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur des moyens de court terme totalisant 1 750 MW afin de combler l'ensemble des besoins postpatrimoniaux en puissance, dont 1 250 MW provenant de mesures en interventions en GDP et 250 MW provenant des marchés de court terme (dont 50 MW de puissance *unforced capacity* (puissance UCAP) déjà acquis lors de l'appel d'offres A/O 2014-01).

[220] En audience, le Distributeur présente une mise à jour de son bilan en puissance pour l'hiver 2017-2018, afin de tenir compte des éléments suivants :

- retrait du Programme de conversion (décision D-2017-119) et mise à jour du taux de réserve : - 65 MW;
- adhésions réelles des clients aux programmes :
 - électricité interruptible : -100 MW,
 - interventions en GDP : +20 MW;

¹⁰⁰ Décision [D-2015-179](#).

¹⁰¹ Pièce [B-0022](#), p. 6.

- nouveaux achats en puissance de type UCAP : 175 MW.

[221] Le tableau 11 présente le détail des modifications apportées au bilan en puissance, déposé dans la preuve initiale du Distributeur.

TABLEAU 11
MODIFICATIONS AU BILAN EN PUISSANCE 2017-2018 – VERSION NOVEMBRE 2017

En MW	Dossier tarifaire	Novembre 2017	Modifications
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 599	41 464	Retrait du Programme de conversion à l'électricité et m-à-j du tx de réserve
Approvisionnements postpatrimoniaux	4 177	4 063	
Dont : Gestion de la demande en puissance	1 250	1 170	
▪ Électricité interruptible	1 000	900	Adhésion réelle des clients
▪ Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	250	270	Adhésion réelle des clients
Dont : Transactions de court terme réalisées	50	225	Achat en puissance afin d'équilibrer le bilan
Dont : Puissance additionnelle requise	200	-	

Source : Pièce B-0152, p. 3.

Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

[222] Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2018 s'élève à 1 776,4 M\$, ce qui correspond à un coût moyen de 105,3 \$/MWh. Il s'agit d'une croissance de 161,3 M\$ par rapport au montant reconnu par la Régie pour l'année 2017¹⁰². Le Distributeur précise que cette hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme, particulièrement ceux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales hydrauliques) dont le coût augmente de 142,9 M\$ par rapport au montant reconnu pour l'année 2017.

[223] Le Distributeur ne présente en audience aucune mise à jour du coût de ses approvisionnements postpatrimoniaux et maintient les coûts d'achat d'électricité demandés¹⁰³.

Indicateur des achats de court terme

¹⁰² Décision [D-2017-022](#), p. 70, tableau 10.

¹⁰³ Pièce [B-0172](#), p. 6.

[224] Questionné par la Régie sur l'échéancier des étapes prévues pour la formulation de sa proposition d'un nouvel indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale et des achats de court terme, tel que demandé dans la décision D-2017-043¹⁰⁴, le Distributeur indique ne pas avoir débuté sa réflexion à ce sujet¹⁰⁵.

[225] En audience, le Distributeur précise ses préoccupations à l'égard de cet indice:

« Donc, c'est sûr qu'on prend note de la volonté d'avoir un indicateur, mais c'est quand même pas quelque chose qui est facile à concevoir et je m'explique.

L'objectif, évidemment, c'est d'avoir la fiabilité des approvisionnements aux meilleurs coûts. Donc, lorsqu'il n'y a pas de... lorsqu'il n'y a pas d'enjeu de fiabilité, les notions de meilleurs coûts peuvent être faciles à adresser.

Par contre, on a une contrainte d'adresser la fiabilité aussi, donc notamment en période de pointe, avec toutes les incertitudes qui sont associées aux moyens de production et aussi à la température, donc les aléas qui sont associés à la température et les variations qui peuvent avoir lieu.

Donc, c'est d'avoir, à posteriori, c'est... ça peut être relativement facile de regarder si les décisions ont été économiques ou pas, mais en le faisant de cette façon-là, on ne tient pas compte des impératifs de fiabilité.

[...]

Donc, cet impératif de fiabilité, la gestion des risques qui est associée à ça, ne se traduit pas facilement dans un modèle ou dans un indicateur qui peut être facilement déployé. On va continuer à regarder la question, mais c'est pas quelque chose qui est facile à adresser »¹⁰⁶.

[226] Le Distributeur soulève également une problématique liée à la prévisibilité du scénario optimal. En effet, pour lui permettre de s'améliorer, il estime qu'il est important de mettre en place un indicateur optimal, mais aussi réaliste, avec lequel il pourra se mesurer. Or, le Distributeur rappelle que l'essentiel de l'aléa auquel il est confronté est un aléa climatique¹⁰⁷.

¹⁰⁴ Décision [D-2017-043](#), p. 100, par. 422.

¹⁰⁵ Pièce [B-0080](#), p. 9.

¹⁰⁶ Pièce [A-0051](#), p. 66 à 68.

¹⁰⁷ Pièce [A-0061](#), p. 94 et 95.

[227] Le Distributeur confirme qu'il développera un indicateur rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale, pour une utilisation dans la seconde génération du MRI¹⁰⁸. Le Distributeur ne s'oppose pas à l'idée de présenter les résultats de sa réflexion en groupe de travail¹⁰⁹.

[228] Bien que conscient que l'indicateur des achats de court terme servira pour la deuxième génération du MRI, l'AHQ-ARQ estime néanmoins que cet indicateur peut engendrer des gains plus tôt :

« Alors l'expérience que nous avons en indicateur de performance dans ce domaine-là, c'est que la loi de Pareto s'applique beaucoup, c'est-à-dire que vingt pour cent (20 %) des efforts vont amener quatre-vingts pour cent (80 %) des résultats, donc le plus tôt on commence, le plus rapidement, on va chercher ce qu'on appelle les pommes qui sont faciles à cueillir »¹¹⁰.

[229] L'AHQ-ARQ propose, de ce fait, que le Distributeur dépose un indicateur relatif aux achats de court terme au plus tard le 31 mars 2018. Il propose également qu'un groupe de travail sur cet indicateur soit créé et qu'une première rencontre soit tenue dès avril 2018¹¹¹.

[230] Afin d'être en mesure d'utiliser adéquatement l'indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale et des achats de court terme dans la seconde génération du MRI, la Régie estime qu'il est essentiel que les bases de cet indicateur soient établies et présentées à la Régie le plus tôt possible.

[231] Ainsi, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, au plus tard lors du dossier tarifaire 2019-2020, sa proposition de nouvel indicateur de performance établissant un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée, tel que demandé dans la décision D-2017-043¹¹². À cet égard, la Régie présente l'état de sa réflexion à propos d'un tel indicateur à l'Annexe 1 de la présente décision, ce qui pourrait faire l'objet d'une séance de travail avant le prochain dossier tarifaire.

¹⁰⁸ Pièce [B-0172](#), p. 6.

¹⁰⁹ Pièce [A-0051](#), p. 69.

¹¹⁰ Pièce [A-0063](#), p. 114.

¹¹¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 4.

¹¹² Dossier R-3897-2014, décision [D-2017-043](#), p. 100.

Échange saisonnier Ontario-Québec

[232] Le ROEE recommande à la Régie de demander au Distributeur d'intégrer dans son bilan en puissance de l'année témoin 2018, et ce jusqu'en 2023, les 500 MW en puissance provenant de l'entente d'échange saisonnier convenue en 2014 entre les gouvernements du Québec et de l'Ontario (l'Entente). L'intervenant présente les arguments suivants au soutien de sa recommandation¹¹³ :

- la finalité de l'Entente est de maintenir l'électricité abordable et fiable pour les consommateurs du Québec et de l'Ontario et, pour le Québec, elle vise à répondre aux besoins de pointe en hiver;
- le Transporteur a bel et bien utilisé ce bloc de 500 MW pour gérer l'équilibre offre-demande du réseau de transport;
- la pointe de la demande saisonnière découle principalement des activités de distribution aux consommateurs du Québec (chauffage);
- le Distributeur est le plus important client du Producteur et du Transporteur.

[233] En outre, l'intervenant estime qu'il n'est pas nécessaire pour la Régie de déterminer la question de la propriété des 500 MW à la lumière des lois gouvernant Hydro-Québec et la Régie, du droit en matière d'ententes intergouvernementales et des ententes et contrats en vigueur¹¹⁴.

[234] Le Distributeur rappelle que le signataire de l'Entente est le Producteur et non le Distributeur. Il rappelle aussi qu'il ne peut discuter directement avec le Producteur en dehors des appels d'offres¹¹⁵ :

« Le cadre réglementaire est à l'effet qu'Hydro-Québec Distribution, lorsqu'elle doit procéder à l'achat de nouveaux approvisionnements, doit le faire par appel d'offres. Donc, toute cette série de questions-là sur des discussions s'en va nulle part, puisque le cadre fait en sorte et la seule façon dont Hydro-Québec Distribution s'exprime en matière d'approvisionnement de long terme, c'est ça. La seule question qui demeure pertinente et on l'a évoqué brièvement, c'est le bilan de puissance et pourquoi le cinq cents (500) ne se retrouve pas dans le bilan de puissance, parce que là on ne parlerait pas nécessairement de procéder à

¹¹³ Pièce [C-ROEE-0027](#), p. 3 à 4.

¹¹⁴ Pièce [C-ROEE-0027](#), p. 3.

¹¹⁵ Pièce [A-0045](#), p. 144 et 147 et suivantes.

l'achat, mais de procéder à l'intégration de cette somme, de cette quantité de puissance là dans le bilan, puisque disponible d'une façon ou d'une autre. [...]

Mais toutes les questions sur des discussions qui auraient eu lieu, la réponse à ça elle est simple, le Distributeur ne peut pas procéder à un achat de cinq cents mégawatts (500 MW) comme ça sans procéder par ailleurs à un appel d'offres. Et je vous soumettrai la décision dans TCE qui a été très claire sur la Régie à cet effet--là »¹¹⁶.

[235] La Régie estime que le fait que le Distributeur soit le plus important client du Producteur ne constitue pas une justification appropriée pour permettre l'inclusion, au bilan en puissance du Distributeur, du bloc de 500 MW en puissance provenant de l'Entente.

[236] De même, la présence de cette puissance au bilan de puissance de la zone de contrôle Québec¹¹⁷ et le fait qu'elle transite par le réseau du Transporteur ne garantit aucunement qu'elle soit à la disposition exclusive du Distributeur. Au contraire, la Régie est convaincue que le Distributeur doit utiliser les moyens prescrits par la Loi pour acquérir de nouveaux approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.

[237] La preuve au dossier révèle que c'est le Producteur qui est partie à l'Entente. Il en découle que l'ensemble des droits et des obligations liés à cette Entente lui appartiennent et il n'y a pas lieu pour la Régie d'inscrire ce bloc de 500 MW au bilan en puissance. Dans le cadre réglementaire actuel, les MW prévus à l'Entente pourront être inscrits à ce bilan si le Producteur remporte un appel d'offres lancé par le Distributeur.

8.2 PROGRAMME « GDP AFFAIRES »

[238] Le Distributeur indique que le programme « GDP Affaires », lancé en avril 2016, s'est avéré un vif succès auprès des clients visés. L'objectif global de 70 MW à l'hiver 2016-2017 a été largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 MW, notamment grâce à la participation d'agrégateurs qui ont permis d'inscrire de plus petits bâtiments parmi les projets¹¹⁸.

¹¹⁶ Pièce [A-0045](#), p. 152 et 153.

¹¹⁷ Pièce [A-0051](#), p. 213 à 215.

¹¹⁸ Pièce [B-0041](#), p. 13.

[239] Pour l'hiver 2017-2018, le Distributeur anticipe une participation accrue d'agrégateurs qui devrait lui permettre de dépasser son objectif de 150 MW, avec un résultat anticipé de 230 MW.

[240] Dans une mise à jour du bilan en puissance déposée en audience, le Distributeur confirme que l'adhésion réelle des participants au programme « GDP Affaires » lui permet d'inscrire une contribution de 270 MW pour l'hiver 2017-2018, soit une hausse de 40 MW par rapport à la contribution prévue dans la preuve initiale¹¹⁹.

[241] Compte tenu des résultats obtenus à ce jour par ce programme, le Distributeur estime son impact en puissance pour l'hiver 2018-2019 à 300 MW. Il demande, pour l'année témoin 2018¹²⁰, un budget de 18,5 M\$ en aides financières, à être versées aux participants Il s'agit d'une hausse de 3,3 M\$ par rapport à l'année de base 2017.

[242] Le Distributeur soutient que les moyens de gestion de la demande en puissance chez les clients commerciaux ne constituent pas un moyen d'ajustement fin pour répondre à la demande du prochain hiver. Selon lui, il s'agit plutôt d'un moyen structurel pour le long terme, qu'il doit continuer à développer. À son avis, l'ajustement fin du bilan en puissance s'effectue plutôt par le recours aux marchés de court terme.

[243] Il souhaite maintenir et continuer à développer le programme « GDP Affaires », qui en est à sa deuxième année complète. L'objectif poursuivi est d'accroître la clientèle qui participe aux divers programmes mis en place pour assurer et équilibrer le bilan en puissance¹²¹.

[244] Le Distributeur justifie l'utilisation des coûts évités de long terme pour le programme « GDP Affaires » par le fait qu'il constitue un moyen qui permet d'éviter le lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance dans les prochaines années. Sans ce programme, ou avec des quantités de puissance inférieures, le Distributeur estime qu'il pourrait se retrouver dans une situation de déficit de puissance et ne pas avoir suffisamment de temps pour lancer un appel d'offres en puissance. Les modalités actuelles de ce programme lui permettent donc d'assurer la fiabilité des approvisionnements¹²².

¹¹⁹ Pièce [B-0152](#), p. 3.

¹²⁰ Pièce [B-0022](#), p. 5, tableau 1, p. 10, tableau 6, et p. 18, tableau A-1 (suite).

¹²¹ Pièce [A-0049](#), p. 149 à 152.

¹²² Pièce [B-0115](#), p. 49, rép. Q.20.2.

[245] Le Distributeur soutient également que le marché du programme « GDP Affaires » est à développer, requérant beaucoup d'efforts afin d'atteindre ses objectifs sur le long terme. Il s'agit d'un moyen de gestion à long terme et, de ce fait, une analyse basée sur les coûts évités de court terme est erronée¹²³.

[246] En ce qui a trait à la calibration de l'aide financière versée aux participants du programme « GDP Affaires », le Distributeur soutient que les modalités ont été établies à la suite des rencontres avec les clients et que les montants ont été fixés de façon à ce que la contribution soit incitative, afin d'avoir un nombre suffisant d'adhérents dans une perspective de long terme.

[247] Le Distributeur estime qu'une baisse de la contribution pourrait être préjudiciable à la pérennité de ce programme. En effet, le programme en étant à ses débuts, une révision à la baisse des montants pourrait avoir pour effet d'envoyer un mauvais signal aux participants. Afin que le programme soit un succès commercial et qu'il puisse compter sur ce moyen à terme, le Distributeur soutient que les clients participants doivent être traités de façon responsable.

[248] La suspension du programme ou l'imposition de conditions moins avantageuses contribuerait à devancer l'apparition de besoins en puissance et donc à la nécessité de lancer un appel d'offres pour le long terme. Le Distributeur rappelle, par ailleurs, qu'un appel d'offres de long terme doit être planifié de trois à quatre années à l'avance. S'il devait y avoir une incertitude quant au programme, le Distributeur devrait dès maintenant lancer un appel d'offres de long terme¹²⁴.

[249] Le Distributeur confirme avoir fait appel à la GDP Affaires à trois reprises lors de l'hiver 2016-2017, essentiellement afin de s'assurer que le programme fonctionnait même si les conditions hivernales ne le justifiaient pas¹²⁵.

[250] Le Distributeur indique que la moyenne des réductions de puissance obtenue à ces trois occasions est de 183 MW¹²⁶.

¹²³ Pièce [B-0115](#), p. 49, rép. Q.20.2.

¹²⁴ Pièce [B-0172](#), p. 10 et 11.

¹²⁵ Pièce [A-0051](#), p. 21.

¹²⁶ Pièce [A-0051](#), p. 162.

Position des intervenants

[251] L'AHQ-ARQ n'est pas d'accord avec l'approche du Distributeur de considérer le programme « GDP Affaires » comme un moyen structurel plutôt qu'un moyen d'ajustement fin pour répondre à la demande en puissance à la pointe. L'intervenant estime que cette approche est non optimale et que, en contexte de surplus d'approvisionnements en puissance, le Distributeur doit restreindre le nombre de projets acceptés et privilégier les approvisionnements qui sont à moindre coût¹²⁷.

[252] L'AHQ-ARQ ne voit également pas de raison justifiant que les crédits consentis pour le programme « GDP Affaires » soient supérieurs à ceux consentis pour le programme d'électricité interruptible. En raison de nombreuses modalités, le programme « GDP Affaires » serait moins flexible que l'option d'électricité interruptible, selon l'intervenant¹²⁸.

[253] Par conséquent, l'AHQ-ARQ estime que la Régie doit encadrer le programme « GDP Affaires », comme elle l'a fait pour l'option d'électricité interruptible. À ces fins, l'intervenant estime que le dépôt par le Distributeur d'une analyse économique de ce programme permettrait, entre autres, d'évaluer le taux de réserve approprié et de déterminer la pertinence d'établir des crédits basés sur les coûts évités de court terme plutôt que de long terme¹²⁹.

[254] Pour les hivers 2017-2018 et 2018-2019, l'AHQ-ARQ recommande de réduire à 200 MW les contributions des nouvelles interventions en GDP Affaires, afin de maintenir les participations pratiquement au même niveau que celles de l'hiver dernier (183 MW), plutôt que de les augmenter, étant donné leur coût unitaire plus élevé que celui des options d'électricité interruptible¹³⁰.

[255] L'UC, à l'instar de l'AHQ-ARQ, s'interroge quant au choix du Distributeur de payer aux participants du programme « GDP Affaires » une prime de 70 \$ par kW réduit.

[256] L'intervenante est préoccupée par le fait que le coût de ce programme a été établi sur la base des coûts évités en puissance de long terme, alors que la participation et

¹²⁷ Pièces [A-0063](#), p. 110 à 112, et [C-AHQ-ARQ-0009](#), p. 14 et 15.

¹²⁸ Pièce [A-0063](#), p. 124 à 131.

¹²⁹ Pièce [A-0063](#), p. 136 et 137.

¹³⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 25 à 29.

l'engagement des participants est annuelle et donc de court terme. Selon elle, la contribution des participants qui sont présents aujourd'hui est totalement incertaine à l'horizon où le coût évité de long terme sera applicable.

[257] L'UC mentionne qu'en raison de son incidence sur les besoins de la réserve du Distributeur, le recours à ce programme est beaucoup plus coûteux que les achats de court terme sur les marchés. Maintenant que ce programme a été testé, le Distributeur devrait, pour le moment, avoir recours aux achats de court terme plutôt qu'à la GDP Affaires, puisque cette option constitue la solution au moindre coût¹³¹.

[258] En conséquence l'intervenante recommande à la Régie d'encadrer les paramètres du programme « GDP Affaires » mis en place par le Distributeur pour refléter la réalité des coûts évités de court terme.

[259] Ainsi, l'UC recommande à la Régie de ne pas reconnaître le différentiel entre le coût évité de court terme d'un approvisionnement sur les marchés de 20 \$/kW et l'incitatif de 70 \$/kW qui est offert pour les mégawatts en GDP Affaires.

[260] Alternativement, l'UC recommande à la Régie de retenir les recommandations de l'AHQ-ARQ de limiter pour le moment à 200 MW le recours par le Distributeur au programme « GDP Affaires » et d'attendre avant de le développer davantage.

Opinion de la Régie

[261] Selon l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2017-2026 déposé par le Distributeur en octobre 2017¹³², des besoins en puissance n'apparaissent qu'à partir de l'hiver 2022-2023 en tenant compte d'une contribution de la GDP de 560 MW, dont 300 MW provenant du programme « GDP Affaires ». Le Distributeur compte sur ce dernier programme pour diversifier le portefeuille de moyens sur lesquels il peut compter afin de gérer son risque lié aux approvisionnements¹³³.

¹³¹ Pièce [C-UC-0018](#), p. 16.

¹³² [État d'avancement 2017-2026](#), p. 12.

¹³³ Pièce [B-0172](#), p. 8.

[262] La Régie relève les mêmes difficultés et incohérences que l'AHQ-ARQ et l'UC en ce qui a trait au programme « GDP Affaires ».

[263] Le Distributeur présente ce programme comme un programme en vertu duquel il verse, aux clients qui y participent, un appui financier proportionnel à la réduction de puissance qu'il leur demande pendant les périodes de pointes hivernales. Il a dévoilé ce programme comme projet pilote en 2015, alors qu'un déficit de puissance était prévu à l'hiver 2018-2019 et que le coût évité était de 106 \$/kW. Actuellement, les besoins en puissance ont été repoussés de quelques années.

[264] Par ailleurs, la nature juridique exacte du programme est floue en raison du traitement qu'en fait le Distributeur. En effet, ce dernier souligne qu'il s'agit d'un programme pour la gestion de puissance et l'inscrit dans les mesures d'efficacité énergétique. Toutefois, il dépose les informations et gère les aides financières du programme comme s'il s'agissait d'un coût d'approvisionnement.

[265] S'il s'agit d'un programme d'efficacité énergétique, les dépenses faites ne doivent pas être considérées comme un moyen d'approvisionnement. Si, dans les faits, il s'agit plutôt d'un approvisionnement postpatrimonial de long terme, un appel d'offres doit être lancé en vertu de l'article 74.2 de la Loi.

[266] En l'absence d'études économiques, la Régie estime qu'elle ne peut statuer sur la rentabilité du programme « GDP Affaires », sur son caractère structurant et sur sa capacité effective à contribuer au report d'un appel d'offre en puissance. Les motifs fournis par le Distributeur pour justifier l'utilisation des coûts évités de long terme pour la rentabilité de ce programme ne convainquent pas la Régie, en l'absence d'un engagement à long terme de la part des participants.

[267] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale¹³⁴. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$¹³⁵, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$¹³⁶.

¹³⁴ Pièce [B-0041](#), p. 13.

¹³⁵ 230 000 kW x 70 \$/kW.

¹³⁶ Pièce [B-0022](#), p. 10, tableau 6.

[268] **La Régie ordonne également au Distributeur de comptabiliser de manière distincte les sommes du programme « GDP Affaires » et de les mettre dans un CER. Ce compte devrait contenir toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires », incluant les charges d'exploitation.**

[269] **La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique.**

[270] **La Régie approuve, telle qu'ajustée lors de l'audience ainsi qu'en regard des éléments décisionnels de la présente décision, la stratégie d'approvisionnement en énergie et en puissance du Distributeur pour l'année témoin 2018.**

8.3 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[271] Tels que présentés au tableau suivant, les achats d'électricité du Distributeur passent de 5 811,7 M\$, montant autorisé pour l'année 2017, à 6 058,7 M\$ en 2018, soit une hausse de 247,0 M\$ (4,3 %).

TABLEAU 12
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

(en M\$)	2016 <i>Année historique</i>	2017 <i>(D-2017-022)</i>	2017 <i>Année de base</i>	2018 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Électricité patrimoniale	4 462,2	4 480,4	4 475,6	4 495,1	14,7	0,3 %
Électricité postpatrimoniale	1 492,2	1 615,1	1 584,5	1 776,4	161,3	10,0 %
Tarif de gestion de la consommation	24,1	0,0	16,1	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(149,3)	(284,6)	(125,1)	(182,9)	101,7	(35,7 %)
Comptes de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2013-2017	387,7	0,8	9,7	(29,9)	(30,7)	
<i>Compte de pass-on 2013</i>	56,4				0,0	
<i>Compte de pass-on 2014</i>	191,3				0,0	
<i>Compte de pass-on 2015</i>	111,2	9,0	9,0		(9,0)	
<i>Compte de pass-on 2016</i>	28,8	(8,2)	(8,2)	(21,0)	(12,8)	
<i>Compte de pass-on 2017</i>			8,9	(8,9)	(8,9)	
Total	6 216,9	5 811,7	5 960,8	6 058,7	247,0	4,3 %

Source : Pièce B-0020, p. 6.

[272] La hausse de 247,0 M\$ (4,3 %) s'explique principalement par une augmentation du coût d'électricité postpatrimoniale de 161,3 M\$ et un ajustement à la baisse des contrats spéciaux de 101,7 M\$.

[273] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2018, des achats d'électricité au montant de 6 030,5 M\$, considérant les ajustements suivants totalisant -28,2 M\$:**

- **ajustement du compte de *pass-on* 2017 sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés 2017 (-10,8 M\$) (voir la section 4.5);**
- **retrait des achats d'électricité à la suite de la décision D-2017-119 refusant la mise en place du Programme de conversion (-18,3 M\$) (voir la section 4.6);**
- **réduction des aides financières à être versées aux participants du programme « GDP Affaires » (-2,4 M\$) (voir la section 8.2);**
- **ajustement des contrats spéciaux découlant des ordonnances contenues à la décision D-2018-021 rendue dans le dossier R-4012-2017 (3,3 M\$)¹³⁷.**

¹³⁷ Le montant estimé à 3,3 M\$ représente un ajustement aux contrats spéciaux découlant de la charge locale de transport.

9 SERVICE DE TRANSPORT

[274] Les coûts du service de transport attribuables au Distributeur s'élèvent à 2 965,3 M\$ pour l'année témoin 2018, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 13
SERVICE DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Charge locale	2 743,6	2 857,1	2 859,1	2 967,5	110,4	3,9 %
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	2,3	6,8	6,8	(4,2)	(11,0)	(161,8 %)
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2015	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2017			(2,0)	2,0	2,0	
Total	2 750,9	2 863,9	2 863,9	2 965,3	101,4	3,5 %

Source : Pièce B-0020, p. 6.

[275] La hausse de 101,4 M\$ (3,5 %) du coût du service de transport en 2018, par rapport au montant autorisé en 2017, reflète principalement l'impact de la mise en service de divers projets importants de lignes et de postes de transport.

Coût estimé de la charge locale de transport

[276] Conformément à la décision D-2007-12¹³⁸, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2018. Dans sa demande révisée, le Transporteur estime à 2 960,3 M\$¹³⁹ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale. Par la suite, il les met à jour à 2 989,8 M\$¹⁴⁰.

¹³⁸ [Page 21](#).

¹³⁹ Dossier, R-4012-2017, pièce [B-0063](#), p. 9, tableau 4.

¹⁴⁰ Dossier R-4012-2017, pièce [B-0138](#), p. 8.

[277] Le 6 mars 2018, la Régie a rendu sa décision D-2018-021¹⁴¹, relative à la demande tarifaire 2018 du Transporteur, dans laquelle elle autorise un coût de la charge locale de transport au montant de 2 935,0 M\$, soit une baisse de 32,5 M\$ par rapport à la demande initiale au montant de 2 967,5 M\$.

[278] La décision D-2008-024¹⁴² permet, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur serait rendue avant celle du Distributeur, que tout ajustement de la facture de la charge locale de transport soit reflété aux revenus requis de l'année témoin du Distributeur.

[279] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2018 à un montant estimé de 2 935,0 M\$.

Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur

[280] Dans sa demande tarifaire pour l'année 2018, le Transporteur estime à -4,2 M\$ l'ajustement de ses revenus du service de transport de point à point attribuable au Distributeur¹⁴³.

[281] La Régie approuve l'ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur attribuable au Distributeur, au montant estimé à -4,2 M\$ pour l'année témoin 2018.

Disposition du compte d'écarts relatif à la charge locale de transport 2017

[282] Conformément à la décision D-2017-022¹⁴⁴, le Distributeur a tenu compte d'un tarif de 2 857,1 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2017. Conséquemment, un montant de 2,0 M\$ correspondant à l'écart avec la charge locale de 2 859,1 M\$¹⁴⁵ reconnue pour le Transporteur est versé au compte d'écarts hors base pour l'année 2017. Le solde du compte au 31 décembre 2017 de 2,0 M\$ est versé aux revenus requis de l'année témoin 2018.

¹⁴¹ [Page 164](#), par. 675.

¹⁴² [Page 19](#).

¹⁴³ Dossier R-4012-2017, pièce [B-0063](#), p. 9, tableau 4 et décision [D-2018-021](#), p. 165, par. 678.

¹⁴⁴ [Page 72](#), par. 247.

¹⁴⁵ Décision [D-2017-049](#), p. 15, par. 50.

[283] **La Régie approuve la disposition du compte d'écart relatif à la charge locale de transport 2017 au montant de 2,0 M\$ et que ce montant soit versé aux revenus requis de l'année témoin 2018.**

[284] **En conclusion, la Régie approuve, pour l'année témoin 2018, les coûts du service de transport attribuables au Distributeur au montant total de 2 932,8 M\$.**

10 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[285] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des coûts de distribution et des SALC au montant de 2 909,5 M\$ pour l'année témoin 2018. Conformément à la décision D-2014-034¹⁴⁶, ce montant est subséquemment révisé à 2 925,1 M\$, afin de tenir compte de la mise à jour du coût de la dette évaluée à 15,6 M\$.

[286] Les coûts de distribution et des SALC totalisent donc 2 925,1 M\$ pour l'année témoin 2018 et sont donc en baisse de 91,0 M\$ (-3,0 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2017. Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des SALC.

¹⁴⁶ [Page 68](#), par. 273.

TABLEAU 14
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Charges d'exploitation	1 184,4	1 136,0	1 128,7	1 383,9	247,9	21,8%
Autres charges	784,0	1 106,8	1 119,4	943,2	(163,6)	(14,8 %)
Autres composantes du coût des ASF ²			1,2	(203,8)	(203,8)	
Frais corporatifs	29,9	31,8	30,0	36,1	4,3	13,5%
Rendement de la base de tarification	708,8	741,5	698,5	765,7	24,2	3,3%
Total	2 707,1	3 016,1	2 977,8	2 925,1	(91,0)	(3,0 %)

Sources : Pièces B-0025, p. 5, et B-0146, p. 5 et 7.

Note 1 : La décision D-2017-022 inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement, ainsi que l'impact des ajustements organisationnels totalisant -1,3 M\$.

Note 2 : Avantages sociaux futurs (ASF).

[287] 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 autres composantes du coût des avantages sociaux futurs (ASF) (section 10.3), des frais corporatifs (section 10.4) et du rendement de la base de tarification (section 10.5).

10.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[288] Les charges d'exploitation s'élèvent à un montant total de 1 383,9 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une hausse de 247,9 M\$ (21,8 %) par rapport au montant autorisé en 2017. Le tableau suivant présente le détail de ces charges d'exploitation.

TABLEAU 15
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année</i> <i>témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Charges brutes directes	968,3	902,9	907,4	1 158,4	255,5	28,3%
Masse salariale	624,2	558,3	570,7	772,3	214,0	38,3%
Autres charges directes	408,6	391,4	398,4	437,1	45,7	11,7%
Récupération de coûts	(64,5)	(46,8)	(61,7)	(51,0)	(4,2)	9,0%
Charges de services partagés	550,8	534,4	545,6	597,9	63,5	11,9%
Coûts capitalisés	(334,7)	(301,3)	(324,3)	(372,4)	(71,1)	23,6%
Total	1 184,4	1 136,0	1 128,7	1 383,9	247,9	21,8%

Source : Pièce B-0025, p. 5.

Note 1 : La décision D-2017-022 (p. 121, par. 449) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 30,0 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

- Masse salariale de -0,4 M\$ (pièce B-0026, p. 5);
- Autres charges directes de -1,7 M\$ (pièce B-0027, p. 5);
- Charges de services partagés de 1,7 M\$ (pièce B-0028, p. 6);
- Coûts capitalisés de -0,9 M\$ (pièce B-0030, p. 5).

[289] En excluant l'impact de 183,4 M\$¹⁴⁷ relié aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1), les charges d'exploitation seraient en hausse de 64,5 M\$ (5,7 %) en 2018 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017.

10.1.1 APPROCHE SPÉCIFIQUE

[290] 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).

¹⁴⁷ Masse salariale (166,9 M\$), charges de services partagés (68,8 M\$) et coûts capitalisés (-52,3 M\$).

10.1.1.1 Charges brutes directes

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

Masse salariale et effectifs

[292] La masse salariale totale s'établit à un montant de 772,3 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une hausse de 214,0 M\$ (38,3 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017. Le tableau suivant présente le détail de la masse salariale et des effectifs.

TABLEAU 16
MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Salaire de base	413,0	422,5	430,1	459,8	37,3	8,8 %
Temps supplémentaire	49,4	33,8	40,4	38,1	4,3	12,7 %
Primes et revenus divers	26,5	25,8	26,2	26,6	0,8	3,1 %
	488,9	482,1	496,7	524,5	42,4	8,8 %
Avantages sociaux	135,3	76,2	74,0	247,8	171,6	225,2 %
Total	624,2	558,3	570,7	772,3	214,0	38,3 %
ETC total	5 574	5 496	5 532	5 687	191	3,5 %

Source : Pièce B-0026, p. 5 et 6.

Note 1 : La décision D-2017-022 inclut le transfert organisationnel relié à la masse salariale de -0,4 M\$ et aux effectifs de -2 équivalent temps complet (ETC).

[293] En excluant l'impact de 166,9 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715 dans les avantages sociaux (voir la section 4.1), la masse salariale serait en hausse de 47,1 M\$ (8,4 %) en 2018 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017.

[294] La hausse de 47,1 M\$ (8,4 %) provient principalement d'une hausse des salaires de base pour un montant de 37,3 M\$ (8,8 %). Le nombre d'équivalent temps complet (ETC) du Distributeur s'élève à 5 687 en 2018, soit une hausse de 191 ETC (3,5 %) par rapport au nombre autorisé et ajusté pour l'année 2017 de 5 496 ETC.

[295] La hausse des salaires de base de 37,3 M\$ (8,8 %) en 2018, par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017, provient principalement des éléments suivants :

- des augmentations salariales totalisant 13,7 M\$ (ajustement économique de 3,2 %) découlant plus particulièrement des conventions collectives¹⁴⁸;
- une progression salariale liée à l'évolution de la main-d'œuvre projetée, pour un montant de 3,4 M\$ (facteur de projection de 0,8 %);
- une augmentation de 191 ETC correspondant à une hausse de 20,2 M\$¹⁴⁹ des salaires de base, laquelle est composée des éléments suivants :
 - une hausse de 94 ETC (9,6 M\$) provenant des activités de base liées au réseau de distribution,
 - une hausse nette de 6 ETC (2,9 M\$) provenant des activités de base liées aux SALC,
 - une hausse de 63 ETC (4,9 M\$) reliée aux autres activités de base;
 - une hausse de 30 ETC (2,8 M\$) reliée à la maîtrise de la végétation (voir la section 10.1.2.3),
 - une baisse nette de 2 ETC¹⁵⁰ reliée aux activités de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu et des IEE.

[296] De manière plus détaillée, le Distributeur explique la hausse de 94 ETC (9,6 M\$) provenant des activités de base liées au réseau de distribution par les éléments suivants :

- Une augmentation de 40 ETC afin d'améliorer le processus de réalisation de l'ingénierie. Le Distributeur prévoit réduire son temps de cycle afin de mieux servir ses clients et de rendre son réseau plus rapidement opérationnel. Il indique que les besoins croissants liés au réseau de distribution découlent, entre autres, d'une augmentation du nombre et de la complexité des demandes des clients et de sa priorité de devenir une référence opérationnelle.
- Une augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources humaines favorisant une gestion locale de la charge de travail. Le Distributeur souhaite faire évoluer, d'une part, le rôle d'opérateur dans le but d'obtenir une

¹⁴⁸ Pièce [B-0127](#), p. 13.

¹⁴⁹ Pièce [B-0026](#), p. 7, tableau 3. Total de 36 ETC (5,3 M\$) et de 155 ETC (14,9 M\$).

¹⁵⁰ La baisse nette de 2 ETC s'explique par les éléments suivants : une baisse de 1 ETC relié aux IEE et de 1 ETC relié à la Stratégie pour la clientèle à faible revenu (-8 ETC provenant de l'année de base 2017 et + 7 ETC de l'année témoin 2018).

meilleure flexibilité dans ses opérations et, d'autre part, le rôle des cadres afin de leur donner l'imputabilité de proximité. Cette optimisation mènera à une gestion plus efficace qui contribuera à diminuer les délais de raccordement et à augmenter la satisfaction des clients.

- Une hausse de 6 ETC liée aux activités du réseau de distribution afin d'assurer l'équilibre entre la capacité et la charge de travail, en tenant compte des actions d'efficacité et des impondérables climatiques. Le Distributeur a convenu de mettre en place un guichet technique afin que les projets d'envergure ou complexes soient gérés et coordonnés par un contact unique dans toutes les étapes de réalisation.
- Une augmentation de 6 ETC en lien avec les activités de réclamations aux tiers ou de tiers. Le Distributeur souligne que ces coûts sont compensés par des revenus équivalents à la rubrique récupération de coûts et sont donc sans impact sur les revenus requis.

[297] Il indique que la hausse nette de 6 ETC (2,9 M\$) reliée aux SALC provient des éléments suivants :

- Une augmentation de 20 ETC dans le cadre du développement des marchés et de la croissance des ventes. Pour mener à bien ses efforts, le Distributeur est à mettre en place une équipe de développement des affaires.
- Une augmentation de 13 ETC découlant principalement des activités liées aux services à la clientèle d'affaires. Dans l'objectif d'améliorer le contact client, le Distributeur entend assurer une plus grande présence auprès de cette clientèle afin de promouvoir les ventes et développer des offres adaptées à ses besoins.
- Une diminution de 27 ETC découlant des efforts d'efficacité déployés par le Distributeur.

[298] Quant aux autres activités de base, il précise que la hausse de 63 ETC (4,9 M\$) est principalement attribuable aux éléments suivants :

- Un ajout de 34 ETC affectés aux activités de stratégie, de gouvernance et d'amélioration continue. Le Distributeur vise la mise en place d'une structure et d'outils dédiés à l'amélioration continue. Il souligne que les pistes susceptibles de générer des gains d'efficacité deviennent de plus en plus difficile à réaliser. Selon lui, une équipe structurée avec une expérience dans le domaine de l'amélioration continue est nécessaire afin d'optimiser l'organisation

et de raffiner ses processus dans le but de générer de l'efficacité future et de mieux répondre aux préoccupations des clients. Il indique qu'il y aura un conseiller pour soutenir chacune des 20 directions de l'entreprise.

- Une augmentation de 34 ETC afin de débiter la stabilisation opérationnelle des activités de mesurage. À la suite de la fin du projet Lecture à distance (le projet LAD) qui s'est officiellement terminé le 31 décembre 2016, le Distributeur a effectué un diagnostic des activités de mesurage au premier trimestre 2017. De ce diagnostic ressort le constat que certains ajustements doivent être réalisés sur le plan des effectifs afin de stabiliser les opérations de base. Il mentionne qu'au final, malgré l'ajout des 34 ETC aux activités de mesurage et les 45 ETC à relocaliser, il demeure un écart favorable de 17 ETC¹⁵¹ par rapport au nombre d'ETC présenté pour la réalisation des activités de mesurage précédant le projet LAD.

[299] L'AHQ-ARQ recommande une réduction de la masse salariale totalisant 23,5 M\$ en 2018, soit une réduction du temps supplémentaire de 4,0 M\$, une baisse du ratio d'encadrement évaluée à 4,5 M\$, la non-reconnaissance des ETC liés aux coûts associés au développement des marchés de 2,6 M\$ et aux services à la clientèle d'affaires de 2,4 M\$. L'intervenant recommande d'appliquer une réduction additionnelle de 10,0 M\$ basée sur une surestimation systématique des prévisions des salaires de base depuis 2011. De plus, il est d'avis que le Distributeur pourrait, sans augmenter le nombre d'ETC, continuer à être une référence opérationnelle, continuer à pratiquer l'amélioration continue, développer les marchés de l'électricité et poursuivre son virage client.

[300] En l'absence de justifications adéquates, la FCEI recommande de ne pas autoriser les 82 ETC pour les activités liées au réseau de distribution et les 68 ETC liés aux autres activités et de soustraire des revenus requis les coûts correspondants. OC appuie ces recommandations de la FCEI.

[301] De plus, la FCEI recommande de rejeter 19 ETC (6,1 M\$) reliés au coût de développement des marchés. Selon l'intervenante, le Distributeur doit déposer une évaluation de la rentabilité de son initiative avant de requérir une augmentation des ETC à ce chapitre.

¹⁵¹ Au surplus des gains d'efficacité générés par le projet LAD de 726 ETC.

[302] SÉ est favorable aux ETC additionnels requis pour le développement des nouveaux marchés (19 ETC), les activités de mesurage (34 ETC), l'amélioration des SALC ainsi que pour la maîtrise de la végétation (30 ETC). Selon l'intervenant, le Distributeur n'a pas fait la démonstration de son besoin de 34 ETC additionnels pour l'amélioration continue de ses activités. SÉ est d'avis que l'amélioration continue doit être réalisée à même les budgets et ressources existants.

[303] L'UMQ n'a pas d'objection pour l'ajout des ETC demandés, dans la mesure où le Distributeur doit investir pour générer des gains d'efficacité, mieux entretenir son réseau aérien et générer des ventes additionnelles. L'intervenante est favorable à l'ajout de 25 ETC pour le volet de l'amélioration continue. Elle recommande à la Régie d'encadrer le Distributeur dans sa démarche en mettant un accent particulier sur la documentation de la mesure de l'amélioration continue. Elle recommande aussi de requérir un suivi distinct pendant la durée du premier MRI.

[304] À l'instar de l'UMQ, pour ce qui a trait à la demande du Distributeur relative à l'amélioration continue, l'UC demande à la Régie d'encadrer le Distributeur et de requérir un suivi distinct pendant la durée du premier MRI. De plus, elle demande de requérir du Distributeur, à courte échéance, le dépôt de cibles d'efficacité et de la méthodologie qu'il entend suivre pour mesurer l'efficacité.

[305] L'UC recommande de refuser l'ajout de 34 ETC liés aux activités de mesurage. Elle se questionne sur la pertinence d'accorder de nouveaux budgets pour des activités qui, normalement, étaient couvertes par les revenus requis des années antérieures. L'UC demande aussi de retenir les recommandations soumises par la FCEI et l'AHQ-ARQ et de réduire significativement les demandes du Distributeur en lien avec des ETC supplémentaires et leur impact sur les salaires de base.

Opinion de la Régie

[306] En ce qui a trait à la proposition du Distributeur d'ajouter 94 ETC (9,6 M\$¹⁵²) aux activités de base liées au réseau de distribution, la Régie autorise plutôt 54 ETC (5,5 M\$). La Régie refuse les 40 ETC (4,1 M\$) dédiés à l'amélioration du processus de réalisation de l'ingénierie visant notamment à réduire le temps de cycle.

¹⁵² Salaire de base moyen de 102 128 \$.

[307] La Régie est d'accord avec l'analyse de la FCEI à cet égard. L'objectif du Distributeur de réduire de 2 % le temps de cycle sur l'ensemble des demandes des clients par rapport aux résultats moyens des deux dernières années n'apparaît pas un enjeu fondamental.

[308] En effet, l'objectif du Distributeur d'atteindre un temps de cycle de 22,6 jours demeure supérieur au temps de cycle observé en 2013 et 2014, et pour l'année 2017 à ce jour. De plus, la montée brusque du temps de cycle constaté en 2015 semble se résoudre. L'enjeu du temps de cycle ne requiert donc pas, selon la Régie, de ressources humaines additionnelles. Par ailleurs, en ce qui a trait à l'objectif exprimé par le Distributeur de devenir une référence opérationnelle, la preuve offerte par ce dernier est demeurée vague sur les cibles poursuivies et les actions à prendre pour y parvenir. Il n'a donc pas relevé son fardeau de preuve, à cet égard.

[309] **La Régie n'accorde pas la hausse nette de 6 ETC (2,9 M\$¹⁵³) provenant des activités de base liées aux SALC.** Le budget demandé apparaît très élevé pour 6 ETC, soit 483 300 \$ par ETC, provenant de 33 ETC dédiés au développement des nouveaux marchés, de la croissance des ventes et des activités liées aux services à la clientèle d'affaires et atténués par des gains d'efficacité de 27 ETC. Par ailleurs, la Régie n'est pas convaincue par les arguments du Distributeur à l'effet que ses effectifs actuels sont dans l'incapacité d'accomplir les objectifs visés.

[310] **Quant à la hausse de 63 ETC (4,9 M\$¹⁵⁴) reliée aux autres activités de base, la Régie en accorde 49 ETC (3,8 M\$), soit une réduction de 14 ETC (1,1 M\$). Elle reconnaît les besoins exprimés par le Distributeur d'obtenir 34 ETC en lien avec les activités de mesurage. Quant aux activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue, la Régie accorde partiellement la demande du Distributeur, soit 20 ETC des 34 ETC demandés par le Distributeur.**

[311] La Régie est favorable à un processus d'amélioration continue afin d'identifier des pistes d'intervention visant à obtenir des gains d'efficacité. Cependant, elle considère que le Distributeur en est à la mise en place d'une structure qui déterminera, seulement en cours d'année, les cibles et objectifs à atteindre grâce à ce processus. En conséquence, le Distributeur ignore encore si les actions à prendre requerront toutes les ressources qu'il réclame ou si certaines pourront être dégagées en raison de l'efficacité amenée par cette

¹⁵³ Salaire de base moyen de 483 333 \$.

¹⁵⁴ Salaire de base moyen de 77 778 \$.

amélioration continue. Par ailleurs, la Régie s'attend à ce que le Distributeur lui présente annuellement un suivi de ces activités lors de son rapport annuel.

[312] Enfin, comme il en est fait mention dans la section 10.1.2.3 sur le programme « Maîtrise de la végétation », la Régie n'est pas convaincue de l'urgence d'accroître fortement les ressources dédiées à la maîtrise de la végétation. **En conséquence, elle n'accorde pas l'ajout demandé de 30 ETC (2,8 M\$¹⁵⁵).**

[313] **Pour ces motifs, la Régie accepte l'ajout de 101 ETC (9,3 M\$) en 2018, soit une réduction de 90 ETC (-10,9 M\$) par rapport aux 191 ETC (20,2 M\$) demandés par le Distributeur dans le présent dossier.**

[314] **De plus, la Régie estime que le Distributeur est en mesure de réaliser une efficacité additionnelle de 5 M\$ sur la masse salariale de 430,1 M\$ de l'année de base 2017. C'est pourquoi la Régie juge raisonnable de réduire d'un montant additionnel de 5,0 M\$ le montant des salaires de base.**

[315] La Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de réduire le budget de temps supplémentaire de 4,0 M\$ en 2018. Elle note que le temps supplémentaire prévu de 38,1 M\$ en 2018 repose sur une moyenne de l'année de base 2017 et de l'historique des cinq dernières années.

[316] **La Régie approuve donc, pour l'année témoin 2018, la masse salariale à un montant de l'ordre de 756,4 M\$, incluant des réductions totalisant 15,9 M\$.**

[317] **Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de déposer, à compter du rapport annuel 2018, un suivi sur les activités reliées à l'amélioration continue, notamment pour les éléments suivants :**

- le statut du déploiement en termes de ressources humaines et financières et en termes d'échéancier;
- le diagnostic, les cibles de gains d'efficacité et leur réalisation ainsi que les indicateurs de performance.

¹⁵⁵ Salaire de base moyen de 93 333 \$.

Autres charges directes

[318] Les Autres charges directes incluent, entre autres, la « Maîtrise de la végétation » les « Services professionnels et autres », les « Mauvaises créances » et les « Stocks, achats, locations et autres ».

[319] Les Autres charges directes totalisent 437,1 M\$ en 2018, soit une hausse de 45,7 M\$ (11,7 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017. Cette augmentation est attribuable principalement au programme « Maîtrise de la végétation » pour un montant de 13,6 M\$ (23,1 %) (voir la section 10.1.2.3) et aux « Services professionnels et autres » pour un montant de 19,8 M\$ (26,8 %).

[320] En ce qui a trait aux « Services professionnels et autres », le Distributeur explique la hausse de 19,8 M\$ (26,8 %) entre le montant de l'année témoin 2018 de 93,6 M\$ et celui autorisé en 2017 de 73,8 M\$ principalement par les éléments suivants :

- IEÉ (5,5 M\$);
- maintenance (3,6 M\$);
- développement de nouveaux marchés et croissance des ventes (2,7 M\$);
- coûts liés aux activités de réclamations aux tiers générant une récupération de coûts (l'impact global sur les revenus requis est nul) (2,7 M\$);
- impression et mise sous enveloppe dorénavant par un fournisseur externe (1,9 M\$);
- analyse préliminaire du projet *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) (1,6 M\$)¹⁵⁶.

[321] Parmi les Autres charges directes, l'ACEFO considère que l'augmentation de 19,1 % entre le montant de l'année témoin 2018 de 93,6 M\$ et celui de l'année historique 2016 de 78,6 M\$ des charges des « Services professionnels et autres » est disproportionnée. Elle recommande de limiter l'augmentation de ce poste de dépenses au niveau de l'inflation.

[322] L'AHQ-ARQ recommande de ne pas reconnaître les charges des « Services professionnels et autres » de 2,7 M\$ pour le développement de nouveaux marchés et

¹⁵⁶ Pièce [B-0080](#), p. 72.

de 0,2 M\$ pour l'amélioration des services à la clientèle d'affaires. L'intervenant recommande d'appliquer une réduction additionnelle de 10,0 M\$ pour l'année témoin 2018, basée sur une surestimation systématique des prévisions des « Services professionnels et autres » au cours des six dernières années.

[323] OC estime que le contexte ne justifie pas une augmentation importante de 19,8 M\$ (26,8 %) des « Services professionnels et autres » pour l'année témoin 2018. Compte tenu des surestimations observées ces dernières années, OC recommande de fixer le montant de l'année témoin 2018 au niveau de l'année de base 2017 (81,8 M\$), augmenté de l'inflation, ce qui reviendrait environ à une réduction de 10,0 M\$ par rapport au montant demandé par le Distributeur.

[324] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges des « Services professionnels et autres », entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 27,7 M\$ sur la période 2012-2016, en excluant les réductions qu'elle a demandées dans ses décisions précédentes. La surestimation moyenne, entre le montant autorisé et le réel, est de 17,0 M\$ sur cette même période.

TABLEAU 17
ÉVOLUTION DES CHARGES DES « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES »

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2012	137,0	125,5		89,1	(47,9)	(35,0 %)
2013	121,4	117,8		82,4	(39,0)	(32,1 %)
2014	98,3	87,5		91,8	(6,5)	(6,6 %)
2015	98,8	88,6		83,1	(15,7)	(15,9 %)
2016	108,2	91,0		78,6	(29,6)	(27,4 %)
2017	88,1	73,8	81,8		(6,3)	(7,2 %)
2018	93,6					

Source : Pièce B-0080, p. 74.

[325] La Régie prend également en considération la réduction de 2,7 M\$ des services professionnels reliés au développement de nouveaux marchés et à la croissance des ventes mentionnées précédemment.

[326] **La Régie fixe donc les charges des « Services professionnels et autres » de l'année témoin 2018 à 81,8 M\$, soit au niveau de l'année historique 2016 augmenté de l'inflation. La réduction de 11,8 M\$ inclut un montant de 5,5 M\$ relié aux IEE (voir la section 10.1.2.2).**

Récupération de coûts

[327] 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.

[328] Les revenus de récupération de coûts de 51,0 M\$ en 2018 sont en hausse de 4,2 M\$ (9,0 %) par rapport au montant autorisé de 46,8 M\$ pour l'année 2017.

[329] Le Distributeur indique que les revenus de récupération de coûts pour l'année témoin 2018 sont comparables à ceux prévus pour l'année de base 2017 de 61,7 M\$, en excluant la portion relative aux missions effectuées à l'extérieur du Québec de 10,8 M\$. Les revenus relatifs aux missions effectuées à l'extérieur du Québec n'ont pas été inclus dans la prévision de revenus pour l'année témoin 2018, étant donné la nature imprévisible de ces travaux. Le Distributeur rappelle que les revenus non récurrents constatés en mode réel sont compensés par des coûts équivalents avec, pour conséquence, un impact global nul sur les revenus requis.

[330] SÉ recommande de hausser de 15 M\$ les revenus de récupération de coûts pour l'année témoin 2018, en regard d'une sous-estimation systématique des prévisions des revenus au cours des six dernières années. L'intervenante souligne qu'une partie importante du poste de récupération des coûts est relative aux missions d'aide aux réseaux voisins, qui ont généré annuellement des remboursements de coûts de l'ordre de 5 M\$ à 16,5 M\$, mais à l'égard desquelles le Distributeur ne prévoit toujours aucun revenu annuellement.

[331] L'intervenante mentionne que ces remboursements touchent essentiellement les charges salariales des employés prêtés par le Distributeur pour assister des réseaux voisins, et ces employés auraient eu à être payés même s'il n'y avait eu aucune mission à l'étranger. Les seuls coûts qui n'auraient pas eu à être payés sont les frais de déplacement et de séjour et certaines heures supplémentaires. Selon SÉ, il est pertinent d'avoir, dans

chaque dossier tarifaire, une prévision annuelle, autre que de zéro, des récupérations de coûts pouvant être associés à ces missions¹⁵⁷.

[332] L'UC recommande un suivi serré des activités des missions tant au niveau des budgets des coûts et des revenus de récupération qu'au niveau des activités.

[333] En réponse à une DDR, le Distributeur indique que l'ensemble des coûts encourus par le Distributeur, entre la préparation des équipes pour la mission d'assistance et leur retour au point de départ, sont assumés par l'entreprise qui demande assistance. Il explique que la majorité des heures en mission sont effectuées par des employés en temps supplémentaire. La perte de capacité en temps régulier n'est donc pas équivalente au nombre d'heures effectuées en mission. La perte de capacité en temps régulier associée aux demandes d'assistance est temporaire et majoritairement rattrapée au fil du temps. En moyenne, pour les années 2015 et 2016, le Distributeur a enregistré une diminution liée aux demandes d'assistance d'environ 4 000 heures en temps régulier, sur un total approximatif de 1,8 million d'heures en temps régulier, soit 0,2 %¹⁵⁸.

[334] **La Régie ne retient pas la recommandation de SÉ de hausser de 15 M\$ les revenus de récupération de coûts pour l'année témoin 2018.** Elle reconnaît que, dans l'ensemble, les revenus constatés en mode réel sont compensés par des coûts équivalents avec, pour conséquence, un impact global nul sur les revenus requis. Bien qu'il y ait un biais en ce qui a trait au temps régulier des employés, la Régie juge que le montant est non significatif¹⁵⁹.

10.1.1.2 Charges de services partagés

[335] Les charges de services partagés incluent, entre autres, les charges du CSP, de la VPTIC et des « Unités corporatives ».

[336] Les charges de services partagés se chiffrent à 597,9 M\$ en 2018, soit une hausse de 63,5 M\$ (11,9 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017.

¹⁵⁷ Pièce [C-SÉ-0017](#), p. 24 et 25.

¹⁵⁸ Pièce [B-0095](#), p. 36 et 37.

¹⁵⁹ Par exemple : 4 000 heures en temps régulier au taux horaire de 50 \$ = 0,2 M\$.

[337] En excluant l'impact de 68,8 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1), les charges de services partagés seraient en baisse de 5,3 M\$ (-1,0 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017.

[338] L'AHQ-ARQ recommande de réduire les charges de la VPTIC de 10,0 M\$ pour l'année témoin 2018, afin de tenir compte de la surestimation systématique de ces charges au cours des six dernières années.

[339] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges provenant de la VPTIC, entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 15,5 M\$ sur la période de 2012-2016, en excluant les réductions qu'elle a demandées dans ses décisions précédentes. La surestimation moyenne, entre le montant autorisé et le réel, est de 12,2 M\$ sur cette même période.

TABLEAU 18
ÉVOLUTION DES CHARGES DE LA VPTIC

(en M\$)	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2012	217,1	217,1		206,3	(10,8)	(5,0 %)
2013	223,6	223,6		203,9	(19,7)	(8,8 %)
2014	225,1	212,4		203,9	(21,2)	(9,4 %)
2015	224,9	221,0		209,3	(15,6)	(6,9 %)
2016	222,7 ¹	222,8		212,7	(10,0)	(4,5 %)
2017	215,1	205,9	203,0 ²		(12,1)	(5,6 %)
2018	206,6 ³					

Source : Pièce B-0080, p. 78.

Note générale : Charges totales avec rendement.

Note 1 : Tient compte des ajustements organisationnels totalisant 17,5 M\$ (Rapport annuel 2016, pièce HQD-2, doc. 3, p. 8).

Note 2 : Avec ASC 715 (203,4 M\$) et Sans ASC 715 (203,0 M\$).

Note 3 : Avec ASC 715 (215,5 M\$) et Sans ASC 715 (206,6 M\$).

[340] Les écarts observés entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels de 2012 à 2016 montrent une surestimation systématique pour ce poste de dépenses. En effet, l'écart moyen est de 15,5 M\$ sur cette période. La Régie reconnaît toutefois que le Distributeur améliore son acuité prévisionnelle au cours des années. **En conséquence,**

la Régie juge raisonnable de réduire les charges de la VPTIC de 5,0 M\$ pour l'année témoin 2018.

10.1.1.3 Coûts capitalisés

[341] Les coûts capitalisés sont déduits des charges d'exploitation du Distributeur. Ils comprennent les prestations de travail et les coûts de gestion de matériel pour les activités de construction ou de développement. Ces montants sont ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

[342] Les coûts capitalisés de 372,4 M\$ en 2018 sont en hausse de 71,1 M\$ (23,6 %) par rapport au montant autorisé et ajusté de 301,3 M\$ pour l'année 2017.

[343] En excluant l'impact de 52,3 M\$ relié aux modifications de l'ASC 715 (voir la section 4.1), les coûts capitalisés seraient en hausse de 18,8 M\$ (6,2 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017. Cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

- Une augmentation de la capacité de réalisation des métiers-lignes due, d'une part, à l'augmentation des heures productives par employé découlant du rajeunissement de la main-d'œuvre (par exemple, moins de vacances ou d'absences pour des raisons médicales) et, d'autre part, à l'augmentation du temps supplémentaire découlant principalement des difficultés d'intégration des nouveaux employés métiers-lignes dans les équipes régulières (4,4 M\$).
- Une augmentation du volume de compteurs installés dans les lieux difficiles d'accès, ainsi qu'une proportion plus grande que prévue de compteurs visant la clientèle d'affaires par rapport aux compteurs pour les clients résidentiels, ayant un impact à la hausse sur le temps d'installation des compteurs (6,6 M\$).
- Une augmentation du volume de compteurs neufs installés, par rapport aux compteurs récupérés. En effet, le Distributeur prévoyait utiliser une proportion plus élevée de compteurs récupérés mais leur indisponibilité ne lui a pas permis de ce faire. Le Distributeur rappelle que l'installation d'un compteur neuf est constatée aux investissements, alors que celle d'un compteur récupéré est constatée aux charges d'exploitation (2,4 M\$)¹⁶⁰.

¹⁶⁰ Pièce [B-0080](#), p. 85.

[344] La Régie note que l'impact de la hausse de 71,1 M\$ des coûts capitalisés, avec l'impact des modifications à l'ASC 715, représente une baisse équivalente sur les charges d'exploitation en 2018 par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017.

10.1.2 APPROCHE GLOBALE

[345] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale.

[346] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022¹⁶¹, 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.

[347] L'analyse des charges d'exploitation, selon l'approche globale en vigueur, se divise en trois éléments, soit les activités de base du Distributeur, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et la disposition des CER. Les montants afférents apparaissent au tableau suivant.

¹⁶¹ [Page 59](#), par. 225.

TABLEAU 19
CHARGES D'EXPLOITATION SELON L'APPROCHE GLOBALE

(en M\$)	2016 <i>Année historique</i>	2017 <i>(D-2017-022) ¹</i>	2017 <i>Année de base</i>	2018 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Activités de base du Distributeur	960,2	957,7	939,5	968,0	10,3	1,1 %
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	218,8	179,6	267,0	333,1	153,5	85,5 %
Disposition des comptes d'écarts et de reports:						
Pannes majeures	0,0	0,0	0,0	4,1	4,1	
Modifications à l'ASC 715	0,0	0,0	(77,8)	78,4	78,4	
Programme Conversion à l'électricité	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	
PCGR des États-Unis	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
Total	1 184,4	1 137,3	1 128,7	1 383,9	246,6	21,7 %

Source : Pièce B-0025, p. 7.

Note 1 : La décision D-2017-022 (p. 121, par. 449) inclut la réallocation de la réduction globale de 30 M\$ des charges d'exploitation et ne tient pas compte de l'ajustement organisationnel de -1,3 M\$.

10.1.2.1 Activités de base du Distributeur

[348] Les activités de base du Distributeur s'élèvent à un montant de 968,0 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une hausse de 10,3 M\$ (1,1%) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017.

[349] La Régie note qu'en vertu du modèle paramétrique en vigueur, les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur s'établiraient à 956,3 M\$¹⁶² pour l'année témoin 2018, ce qui tient compte des paramètres suivants totalisant -1,4 M\$:

- Un ajustement de -17,2 M\$ attribuable à l'impact des modifications à l'ASC 715 relatives aux autres régimes.
- Le facteur d'évolution combiné des charges de 2,6 %, soit une hausse de 24,3 M\$ en 2018, comparativement à 3,0 % en 2017.
- La croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur les charges d'exploitation de 5,6 M\$ pour 2018. Conformément à la décision D-2012-024¹⁶³, le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes.

¹⁶² Pièce [B-0080](#), p. 46.

¹⁶³ [Page 85](#), par. 305.

- La réalisation de gains de l'ordre de 14,1 M\$ pour 2018 découlant d'actions de gestion courante. Ces gains sont établis sur la base d'une cible globale d'efficacité de 1,5 % des charges d'exploitation liées aux activités de base 2018.

[350] En excluant l'impact de 16,6 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715, les activités de base se chiffrent à 984,6 M\$¹⁶⁴ et seraient en hausse de 26,9 M\$ (2,8 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017. En vertu du modèle paramétrique en vigueur, les charges d'exploitation de ces activités de base seraient établies à 973,6 M\$¹⁶⁵ pour l'année témoin 2018, et tiendraient compte des paramètres totalisant 15,9 M\$.

[351] En argumentation, le Distributeur fait valoir que l'enveloppe globale de 968,0 M\$ prévue en 2018 pour ses activités de base est à un niveau équivalent à l'enveloppe des charges établie selon le modèle paramétrique en vigueur sur la base de l'année historique 2016, soit 970,9 M\$¹⁶⁶. Le Distributeur souligne que l'ajout des effectifs s'inscrit ainsi à l'intérieur de l'enveloppe paramétrique¹⁶⁷.

[352] La Régie constate que l'enveloppe des activités de base demandée par le Distributeur est supérieure d'environ 10 M\$ en 2018, comparativement au modèle paramétrique en vigueur, dont le point de départ est le montant autorisé en 2017.

10.1.2.2 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[353] Le tableau suivant présente la ventilation des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, totalisant 331,1 M\$ pour l'année témoin 2018, soit les activités qui sont en lien avec les activités de base, mais qui ne peuvent entrer dans l'enveloppe de base, leur évolution étant fonction de facteurs d'indexation particuliers.

¹⁶⁴ Pièce [B-0064](#), p. 31.

¹⁶⁵ Pièce [B-0080](#), p. 49.

¹⁶⁶ Pièce [B-0080](#), p. 48.

¹⁶⁷ Pièce [B-0172](#), p. 13.

TABLEAU 20
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Coût de retraite	46,1	(7,9)	87,1	123,7	131,6	(1665,8 %)
<i>Coût des services rendus</i>	25,7	22,3	113,5	126,8	104,5	468,6%
<i>Comptes d'écarts- Coût de retraite</i>	20,4	(30,2)	(26,4)	(3,1)	27,1	89,7%
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	25,2	31,7	25,7	29,3	(2,4)	(7,6 %)
Dépense de mauvaises créances	66,5	68,3	67,1	71,0	2,7	4,0%
Interventions en efficacité énergétique	16,5	20,0	20,0	25,0	5,0	25,0%
Maîtrise de la végétation	64,5	67,5	67,1	84,1	16,6	24,6%
Total	218,8	179,6	267,0	333,1	153,5	85,5%

Source : Pièce B-0025, p. 9 et 7.

Note 1 : La décision D-2017-022 reflète les modifications apportées à la présentation des données reliées à la Stratégie pour la clientèle à faible revenu et à la Dépense de mauvaises créances.

Coût de retraite

[354] 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 évaluation¹⁶⁸.

[355] Selon l'évaluation actuarielle de capitalisation la plus récente, soit celle au 31 décembre 2016, le surplus de capitalisation est de 5 224 M\$, ce qui représente un ratio de capitalisation de 129,1 %. L'actif détenu par la caisse de retraite est donc suffisant pour couvrir les rentes futures. Quant au ratio de solvabilité, il est de 94,6 %.

[356] Le tableau suivant détaille le coût de retraite présenté à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et le coût de retraite dans son ensemble du Distributeur.

¹⁶⁸ Pièce [B-0021](#).

TABLEAU 21
COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR

(en M\$)	Année historique 2016			Décision D-2017-022			D-2017-022-ajustée ASC 715			Année de base 2017			Année témoin 2018		
	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	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total
Coût de retraite															
Masse salariale	25,0	26,8	51,8	21,6	(28,0)	(6,4)	106,5	(28,0)	78,5	103,3	(24,8)	78,5	115,4	(2,5)	112,9
Charges de services partagés	7,8	4,3	12,1	7,0	(4,3)	2,7	41,6	(4,3)	37,3	39,6	(2,3)	37,3	50,8	(2,0)	48,8
Coûts capitalisés	(7,1)	(10,7)	(17,8)	(6,3)	2,1	(4,2)	(30,8)	2,1	(28,7)	(29,4)	0,7	(28,7)	(39,4)	1,4	(38,0)
Activités de base avec FIP	25,7	20,4	46,1	22,3	(30,2)	(7,9)	117,3	(30,2)	87,1	113,5	(26,4)	87,1	126,8	(3,1)	123,7
Autres composantes du coût des ASF							(101,2)	0,0	(101,2)	(118,7)	17,5	(101,2)	(121,6)	(17,6)	(139,2)
Frais corporatifs	0,8	0,2	1,0	0,7	(0,5)	0,2	3,6	(0,5)	3,1	3,1	0,0	3,1	3,5	(0,5)	3,0
Coût de retraite total	26,5	20,6	47,1	23,0	(30,7)	(7,7)	19,7	(30,7)	(11,0)	(2,1)	(8,9)	(11,0)	8,7	(21,2)	(12,5)

Source : Pièce B-0021, p. 11.

FIP : Facteurs d'indexation particuliers, ASF : Avantages sociaux futurs.

[357] Le coût de retraite à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers se chiffre à 123,7 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 36,6 M\$ (42,0 %) par rapport au montant autorisé et ajusté des modifications à l'ASC 715 de 87,1 M\$ pour l'année 2017. Cette hausse s'explique par les éléments suivants :

- une hausse de 9,5 M\$ entre le coût de retraite, avant la disposition des comptes d'écarts, au montant de 126,8 M\$ en 2018 et le montant autorisé et ajusté de 117,3 M\$ en 2017, attribuable au coût des services rendus;
- une hausse nette de 27,1 M\$ découlant de la variation des comptes d'écarts 2015 à 2017, incluant les intérêts, conformément aux traitements reconnus dans les décisions D-2011-028¹⁶⁹ et D-2012-024¹⁷⁰.

[358] Le coût de retraite total, avant la disposition des comptes d'écarts, s'élève à 8,7 M\$ et est en baisse de 11,0 M\$ (-55,8 %) en 2018 par rapport au montant autorisé et ajusté de 19,7 M\$ pour l'année 2017. Le Distributeur explique cette baisse par la hausse de la composante « Rendement prévu de l'actif » du régime pour 2018, étant donné l'augmentation de la valeur de l'actif entre ces périodes. Cette hausse de la composante « Rendement prévu de l'actif » est réduite, en partie, par l'effet de la baisse des taux d'intérêt à long terme prévue sur les marchés financiers, en particulier celle des taux d'actualisation, entre les dates d'établissement des prévisions.

¹⁶⁹ [Page 41](#), par. 148.

¹⁷⁰ [Pages 39 et 40](#).

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[359] Le Distributeur introduit trois modifications à la présentation des données relatives à la Stratégie pour la clientèle à faible revenu. Il présente au tableau suivant l'évolution sur la période 2012-2018 du soutien financier dont bénéficie la clientèle à faible revenu¹⁷¹.

TABLEAU 22
ÉVOLUTION DU SOUTIEN FINANCIER
DONT BÉNÉFICIE LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU

Ententes de paiement personnalisées et radiations	Années historiques					2017		2018
	2012	2013	2014	2015	2016	D-2017-022	Année de base	Année témoin
Nombre d'ententes	14 785	19 232	37 408	44 218	46 768	51 000	48 000	49 400
an -1	9 956	14 785	19 232	37 408	44 218	48 000	46 768	48 000
an -2	4 420	9 956	14 785	19 232	37 408	44 218	44 218	46 768
Nombre d'ententes avec radiation	5 213	7 824	10 536	16 427	20 915	21 090	22 280	41 712
Radiation moyenne par entente (\$)	1 682	1 862	1 960	1 824	1 738	1 812	1 710	1 280
Radiations brutes totales (M\$)	8,8	14,6	20,7	29,9	36,3	38,2	38,1	53,4

Source : Pièce B-0025, p. 10.

[360] La première modification a trait à la présentation du nombre d'ententes. À compter de 2018, cette rubrique comptabilise le nombre d'ententes avec radiation, plutôt que le nombre de radiations. De plus, la radiation moyenne par entente a remplacé la radiation moyenne, afin de présenter la valeur moyenne offerte sur le terme de l'entente. Le Distributeur précise que ces modifications n'affectent pas les données antérieures à 2018¹⁷².

[361] Les deuxième et troisième modifications sont introduites afin de mieux distinguer la dépense de mauvaises créances (DMC) attribuable à la clientèle à faible revenu de celle de sa clientèle régulière (résidentielle, commerciale, affaires et autres).

[362] La deuxième modification découle d'une réévaluation de la portion déjà provisionnée des radiations de la DMC des ménages à faible revenu (MFR) pour l'année 2017. Cette réévaluation résulte en une hausse de 10,2 M\$ du renversement de la

¹⁷¹ Pièce [B-0025](#), p. 9 et 10.

¹⁷² Pièce [B-0025](#), p. 9 et 10.

provision de la DMC dans les coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu et en une baisse équivalente de la DMC de la clientèle régulière¹⁷³.

[363] La troisième modification consiste à présenter, à même les coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu, la provision annuelle de mauvaises créances relative aux comptes à recevoir sous ententes MFR personnalisées actives en fin d'année. Ce montant représente le risque de non-recouvrement appliqué sur les différentes strates d'âge des comptes à recevoir sous ententes personnalisées actives¹⁷⁴.

[364] Le Distributeur précise que ces deux modifications n'ont aucun impact sur la DMC totale. Le tableau suivant présente les coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu pour les montants autorisés et redressés en 2017, avec et sans les changements à la présentation¹⁷⁵.

TABLEAU 23
COMPARAISON DES COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU
AVEC ET SANS LES CHANGEMENTS À LA PRÉSENTATION (REDRESSÉS, M\$)

Rubriques de coûts	2017	
	D-2017-022	D-2017-022 ajustée des modifications
Soutien financier - Impact DMC	8,9	25,0
Soutien financier - radiations brutes	38,2	38,2
Renversement provision (DMC)	-15,3	-25,5
Radiations consommation - rabais sur ventes	-14,0	-14,0
Provision annuelle (ententes actives en fin d'année)		26,3
Coûts opérationnels	6,7	6,7
Masse salariale	4,1	4,1
Services externes	0,2	0,2
Charges de services partagés	2,4	2,4
Total	15,6	31,7

Source : Pièce B-0025, p. 11.

¹⁷³ Pièce [B-0025](#), p. 11 et 12, et rapport annuel 2016 du Distributeur, pièce [HQD-2, doc. 3](#), p. 15.

¹⁷⁴ Pièce [B-0025](#), p. 12.

¹⁷⁵ Pièce [B-0025](#), p. 11.

[365] Le tableau suivant présente l'évolution des coûts pour le Distributeur de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu entre 2011 et 2018, incluant les modifications de présentation qu'il propose dans le présent dossier¹⁷⁶.

TABLEAU 24
ÉVOLUTION DES COÛTS POUR LE DISTRIBUTEUR DE LA STRATÉGIE POUR LA
CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (REDRESSÉS, M\$)

Rubriques de coûts	Années historiques					2017		Année témoin 2018
	2012	2013	2014	2015	2016	D-2017-022 ajustée	Année de base	
Coûts opérationnels	2,1	3,1	4,7	5,7	5,6	6,7	5,5	6,9
Masse salariale	1,2	1,6	2,5	2,9	3,1	4,1	3,3	4,0
Services externes	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,5	1,0
Charges de services partagés	0,8	1,4	2,1	2,7	2,4	2,4	1,7	1,9
Soutien financier (impact client)	8,8	14,6	20,7	29,9	36,3	38,2	38,1	53,4
Radiation consommation - rabais sur ventes	3,0	4,9	9,2	10,7	12,3	14,0	12,7	18,3
Radiation de la dette totale - radiations brutes	5,8	9,7	11,5	19,2	24,0	24,2	25,4	35,1
Radiations (portion déjà provisionnée)	-7,3	-11,2	-15,0	-20,5	-23,5	-25,5	-24,8	-33,0
Provision annuelle (ententes actives en fin d'année)	11,7	18,2	26,7	22,8	19,1	26,3	19,6	20,3
Coûts totaux pour le Distributeur	15,3	24,7	37,1	37,9	37,5	45,7	38,4	47,6
Coûts totaux pour le Distributeur								
• Facteur Y - Stratégie pour la clientèle à faible revenu	12,3	19,8	27,9	27,2	25,2	31,7	25,7	29,3
Coûts opérationnels	2,1	3,1	4,7	5,7	5,6	6,7	5,5	6,9
Dépense de mauvaises créances	10,2	16,7	23,2	21,5	19,6	25,0	20,2	22,4
• Radiation consommation - rabais sur ventes *	3,0	4,9	9,2	10,7	12,3	14,0	12,7	18,3
	15,3	24,7	37,1	37,9	37,5	45,7	38,4	47,6

Source : Pièce B-0025, p. 12.

[366] Le Distributeur prévoit que, pour l'année témoin 2018, le coût total de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu s'élèvera à 47,6 M\$, en hausse de 1,9 M\$ (4,2 %) par rapport au montant autorisé et redressé en 2017. Ce coût comprend 18,3 M\$ en rabais sur ventes, alors que 29,3 M\$ découlent de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu.

[367] Par ailleurs, le soutien financier dont bénéficiera la clientèle à faible revenu en 2018 (radiations brutes plus rabais sur ventes) s'élèvera à 53,4 M\$, en hausse de 15,2 M\$ (39,8 %) par rapport au montant autorisé et redressé en 2017. Cette hausse découle d'une augmentation de 10,9 M\$ des radiations brutes et de 4,3 M\$ des rabais sur ventes.

[368] Le Distributeur prévoit que les coûts opérationnels de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu seront de 6,9 M\$ en 2018, pratiquement inchangés par rapport au montant de 6,7 M\$ autorisé en 2017.

¹⁷⁶ Pièce B-0025, p. 12.

[369] **La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur à la présentation des données relatives à la Stratégie pour la clientèle à faible revenu.**

[370] **La Régie approuve le budget de 29,3 M\$ demandé par le Distributeur au titre de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu pour l'année témoin 2018, incluant les coûts opérationnels de 6,9 M\$.**

Dépense de mauvaises créances

[371] Le tableau suivant présente l'évolution de la DMC du Distributeur entre 2012 et 2018¹⁷⁷.

TABLEAU 25
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (REDRESSÉE, EN M\$)

	Années historiques					2017		Année témoin 2018
	2012	2013	2014	2015	2016	D-2017-022 ajustée	Année de base	
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (soutien financier - impact DMC)	10,2	16,7	23,2	21,5	19,6	25,0	20,2	22,4
<i>Radiation de la dette totale - radiations brutes</i>	5,8	9,7	11,5	19,2	24,0	24,2	25,4	35,1
<i>Radiation (portion déjà provisionnée)</i>	(7,3)	(11,2)	(15,0)	(20,5)	(23,5)	(25,5)	(24,8)	(33,0)
<i>Provision annuelle (ententes actives en fin d'année)</i>	11,7	18,2	26,7	22,8	19,1	26,3	19,6	20,3
Dépense de mauvaises créances	73,4	71,3	68,1	73,0	66,5	68,3	67,1	71,0
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	68,5	69,1	69,6	71,6	63,5	66,0	64,8	68,7
<i>Autres</i>	4,9	2,2	(1,5)	1,4	3,0	2,3	2,3	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	83,6	88,0	91,3	94,5	86,1	93,3	87,3	93,4

Source : Pièce B-0025, p. 13.

[372] Le Distributeur prévoit une DMC de 93,4 M\$ pour l'année témoin 2018, pratiquement inchangée par rapport au montant autorisé ajusté de 2017. La DMC comporte deux composantes : la « Stratégie pour la clientèle à faible revenu » (22,4 M\$) et la « DMC » proprement dite (71,0 M\$).

[373] Le Distributeur indique qu'en 2016, le taux de la DMC sur les ventes a atteint un niveau historiquement bas. Cette baisse résulte des températures plus chaudes de l'hiver 2015-2016 et des diverses mesures de recouvrement mises en place depuis 2015. Le taux de la DMC sur les ventes de l'année de base a été révisé à la baisse, comparativement au taux reconnu pour 2017, afin de prendre en considération le fait que les températures de

¹⁷⁷ Pièce [B-0025](#), p. 13.

l'hiver 2016-2017 ont également été plus douces et que les mesures de recouvrement se poursuivent.

[374] Le Distributeur indique que, pour l'année témoin 2018, il prévoit le taux de DMC sur les ventes, en fonction des températures normales et tenant compte de la poursuite de la mise en place des mesures de recouvrement visant à limiter la hausse des mauvaises créances.

[375] La Régie approuve, pour l'année témoin 2018, le budget de 71,0 M\$ demandé par le Distributeur au titre de la dépense de mauvaises créances de la clientèle régulière.

Approche globale de recouvrement

[376] Le Distributeur mentionne que l'ensemble des mesures énumérées dans l'approche globale de recouvrement présentées au dossier R-3980-2016 ont été mises en place. Cette approche vise à offrir des solutions au client tout au long de sa relation contractuelle avec le Distributeur, tant avant qu'un retard de paiement ne survienne qu'une fois que le client est en situation de recouvrement. Le Distributeur souligne que, pour les années 2017 et 2018, il concentre ses efforts sur la clientèle MFR¹⁷⁸.

[377] Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'au cours des années 2014 à 2016, il a procédé, en collaboration avec des associations de consommateurs, à un projet pilote afin de tester les impacts que pourrait avoir la mise en place d'une entente pour des clients non MFR fortement endettés envers Hydro-Québec.

[378] Les résultats du projet pilote ayant été positifs, le Distributeur annonce qu'il commencera à offrir la nouvelle entente en 2018.

[379] La Régie prend acte de l'intention du Distributeur de commencer à offrir en 2018 la nouvelle entente pour clients non MFR fortement endettés envers lui.

¹⁷⁸ Pièce [B-0025](#), p. 14 et 15.

Charges relatives aux interventions en efficacité énergétique

[380] Le Distributeur prévoit des charges relatives aux IEÉ de 25,0 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 5,0 M\$ (25,0 %) par rapport au montant autorisé de 20,0 M\$ en 2017. La prévision 2018 est aussi en hausse de 8,5 M\$ (51,5 %) par rapport au montant de 16,5 M\$ de l'année historique 2016.

[381] Le Distributeur explique la hausse de 8,5 M\$ principalement par la campagne « Les Bons réflexes » qui n'avait pas été réalisée en 2016 et le report de l'évolution du site Web « Mieux consommer » (3,5 M\$), le report de la mise en œuvre du programme « Charges interruptibles résidentielles – Chauffe eau » en 2016 (4,0 M\$), ainsi que divers montants pour les interventions aux marchés Commercial, Institutionnel, Industriel et en RA (1,0 M\$)¹⁷⁹.

[382] L'AHQ-ARQ recommande de réduire les charges relatives aux IEÉ de 8 M\$ pour l'année 2018, afin de tenir compte de la surestimation systématique de ces charges au cours des six dernières années.

[383] La FCEI et OC recommandent de refuser les charges liées au programme « Charges interruptibles résidentielles – Chauffe eau ».

[384] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation annuelle moyenne des charges relatives aux IEÉ, entre le montant demandé et le réel, de 14,3 M\$ sur la période de 2012-2016. Elle observe aussi une surestimation moyenne, entre le montant autorisé et le réel, de 11,7 M\$ sur cette période.

¹⁷⁹ Pièce [B-0080](#), p. 57.

TABLEAU 26
ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AUX IEE

(en M\$)	<i>Année témoin (demandée)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2012	51,9	44,1	38,1	30,6	(21,3)	(41,0 %)
2013	35,0	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0	35,0	20,0	(15,0)	(42,9 %)
2016	35,1	30,1	29,5	16,5	(18,6)	(53,0 %)
2017	30,0	20,0	20,0		(10,0)	(33,3 %)
2018	25,0					

Source : Pièce B-0080, p. 57.

[385] La Régie considère que la prévision des charges relatives aux IEE doit être recalibrée afin de corriger le biais systématique constaté chaque année depuis 2008¹⁸⁰, et plus récemment en 2016. De plus, elle prend en considération la réduction du budget de certains programmes, dont les « Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau » (voir la section 13.3).

[386] La Régie est ainsi d’avis que le budget pour l’année témoin 2018 pour les Interventions en efficacité énergétique est surestimé. Elle juge qu’il est raisonnable de réduire les charges relatives aux Interventions en efficacité énergétique d’un montant de 8 M\$, et de les fixer à la hauteur des charges de l’année historique 2016 ajustées pour l’inflation.

10.1.2.3 Programme « Maîtrise de la végétation »

[387] Le Distributeur demande une augmentation importante des charges consacrées à la maîtrise de la végétation. Il soutient que les sommes allouées à la maîtrise de la végétation permettront d’assurer la sécurité du public et des employés et de répondre aux préoccupations exprimées par plusieurs municipalités qui souhaitent voir une réduction du nombre de pannes et une amélioration de la fiabilité de l’alimentation. Il présente cinq facteurs qui motivent, à son avis, l’augmentation des ressources.

¹⁸⁰ Pièce [B-0080](#), p. 57.

[388] Le Distributeur identifie l'état de dégagement du réseau aérien comme premier facteur. Il constate qu'en moyenne tension, 48 % des portées ont des branches dans la zone de sécurité, c'est-à-dire à moins de 60 cm des fils. Aussi, plus de 50 % des portées du réseau aérien de distribution sont affectées par la végétation incompatible, nécessitant ainsi des travaux de dégagement¹⁸¹. Le Distributeur note que les chutes d'arbres et de branches sont à l'origine de 40 % des pannes liées à son réseau de moyenne tension. Cette proportion peut atteindre jusqu'à 70 % dans certains secteurs très boisés¹⁸².

[389] Deuxièmement, sur la base d'une étude de balisage réalisée en 2016 par CN Utility Consulting Inc. (CNUC), le Distributeur souligne qu'il consacre en moyenne moins de ressources à la maîtrise de la végétation que les autres entreprises sondées. Il note que ces dernières consacrent en moyenne 1 216 \$US par mile de réseau à la maîtrise de la végétation, comparativement à 963 \$US pour le Distributeur¹⁸³.

[390] Dans un tel contexte, le Distributeur précise que l'effet combiné de l'état d'encombrement de son réseau par la végétation incompatible et le fait qu'il consacre en moyenne moins de ressources par mile de réseau à ses activités de maîtrise de la végétation¹⁸⁴ contribue à allonger ses cycles de retour. Ainsi, le Distributeur constate que le cycle de retour réel de 5,98 ans est près de deux ans supérieur au cycle requis qui est de quatre ans. Selon le Distributeur, cet écart est l'un des plus élevés parmi les entreprises ayant participé au balisage.

[391] Troisièmement, pour évaluer l'incidence sur le réseau des pannes liées à la végétation, le Distributeur privilégie l'utilisation de l'indicateur « *taux de pannes liées à la végétation par 100 km basé sur 85 % des jours les plus performants* »¹⁸⁵ (ci-après le Taux de pannes). Le Distributeur explique que cet indicateur, qui exclut 15 % des journées ayant connu le plus grand nombre de pannes, illustre la performance en situation normale d'exploitation, sans tenir compte de l'effet des événements climatiques majeurs sur lesquels la maîtrise de la végétation a moins d'influence¹⁸⁶.

¹⁸¹ Pièce [B-0025](#), p. 26. Le Distributeur a subséquemment déposé une révision des pages 27 et 28 de ce document, sous la cote B-0102.

¹⁸² Pièce [B-0102](#), p. 28.

¹⁸³ Pièce [B-0102](#), p. 27.

¹⁸⁴ Pièce [B-0102](#), p. 27.

¹⁸⁵ Pièce [B-0025](#), HQD-8, doc. 1 (Annexe B), p. 29 de 34.

¹⁸⁶ Pièce [B-0025](#), p. 29 et 30.

[392] Le Distributeur constate que le Taux de pannes a subi une augmentation tendancielle de 42 % durant la période 2007-2016, pour s'établir, en 2016, à 2,5 pannes par 100 km de réseau. Cette situation s'explique par la dégradation de l'état de dégagement de son réseau, ainsi que par la chute d'arbres à risque élevé de pannes sur le réseau.

[393] Le Distributeur n'identifie pas explicitement un seuil du Taux de pannes à partir duquel la situation de son réseau devient critique en termes de fiabilité. Il soutient plutôt que son objectif vise à ralentir la progression du Taux de pannes. Il prévoit stabiliser le taux de pannes et vise à le réduire de 14 % par rapport à un niveau estimé de 2,35 pannes par 100 km de réseau à la fin de l'année 2017¹⁸⁷.

[394] Le Distributeur identifie également un quatrième facteur à l'origine de sa demande : l'infestation par l'agrile du frêne. En 2015, le nombre d'arbres infestés à proximité de son réseau de moyenne tension s'élevait à près de 58 000 frênes sur le territoire de l'île de Montréal et à quelques centaines de milliers pour l'ensemble de son territoire¹⁸⁸. Le Distributeur précise que, malgré la mise en place d'un plan de lutte par l'utilisation de traitements biologiques pour ralentir l'infestation, l'abattage reste la seule méthode pour limiter les risques liés à la propagation.

[395] Interrogé par OC à propos du coût associé aux interventions contre l'agrile du frêne, le Distributeur estime ce coût en proportion du nombre de frênes à abattre par rapport relativement au nombre total d'arbres que le Distributeur prévoit abattre pendant la durée du plan de lutte par l'utilisation de traitements biologiques pour ralentir l'infestation¹⁸⁹.

[396] Finalement, le Distributeur souligne la préoccupation grandissante des municipalités face au nombre de pannes des dernières années, ce qui se manifeste par un accroissement des demandes auprès du Distributeur afin que des actions concrètes soient mises en œuvre¹⁹⁰.

[397] Afin de répondre aux sollicitations des municipalités, le Distributeur souligne qu'il a mis à l'essai et appliqué une nouvelle façon de faire en maîtrise de la végétation, qui

¹⁸⁷ Pièce [A-0049](#), p. 69 à 72 et [B-0127](#), p. 39 à 41.

¹⁸⁸ Pièce [B-0025](#), p. 30 et 31.

¹⁸⁹ Pièce [A-0048](#), p. 180 et 181.

¹⁹⁰ Pièce [B-0025](#), p. 31.

comprend notamment le déboisement à cycle court, testée sur des sites dans les villes de Blainville et de St-Lazare¹⁹¹. De l'avis du Distributeur, cette nouvelle approche suggère une diminution importante de la durée moyenne d'une panne¹⁹².

[398] Le Distributeur indique également qu'il a effectué des consultations auprès de municipalités. Des programmes d'intervention spécifiques en maîtrise de la végétation seront déployés dans plusieurs d'entre elles afin de réduire le nombre de pannes. Puisque des discussions avec d'autres municipalités sont prévues, le Distributeur anticipe des demandes de travaux additionnels qui accroîtront la pression, déjà importante, sur la capacité de réalisation des activités cycliques planifiées de maintien de la végétation.

[399] En audience, le Distributeur précise par ailleurs qu'il observe une nette tendance à la hausse du nombre d'heures annuelles avec vitesse de rafales supérieure à 50 km/h enregistré à Montréal sur la période de 2007-2016¹⁹³.

[400] À la suite de ces constats, le Distributeur a développé un plan d'action qui permettra, selon lui, de répondre adéquatement aux préoccupations grandissantes de sa clientèle à l'égard de la fiabilité de l'alimentation électrique et d'aborder les questions de sécurité associées aux écarts entre les cycles réel et requis de dégagement¹⁹⁴. Le Distributeur résume, dans les tableaux suivants, les éléments de son plan d'action visant à rétablir son cycle d'élagage à quatre ans, ainsi que les coûts de ce plan sur la période 2016-2023.

TABLEAU 27
NOMBRE D'UNITÉS NATURELLES
PAR ACTIVITÉ DE MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION 2016-2023

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et +
Élagage (portées)	141 366	150 000	175 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
Déboisement d'élimination d'élagage (portées)	14 722	18 000	23 000	30 000	30 000	30 000	30 000	7 000
Déboisement cycle court (portées)	4 279	0	20 000	25 000	30 000	35 000	40 000	42 000
Abattage (arbres)	44 129	86 000	80 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000

Source : Pièce B-0025, p. 33.

¹⁹¹ Pièce [B-0025](#), p. 26.

¹⁹² Pièce [A-0048](#), p. 54.

¹⁹³ Pièce [B-0149](#), p. 28.

¹⁹⁴ Pièce [B-0025](#), p. 31.

TABLEAU 28
COÛTS DE DÉPLOIEMENT DU PLAN D'ACTION 2016-2023

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et +
Coûts opérationnels								
Services externes	56,3	59,0	72,6	84,6	86,5	88,4	90,5	84,3
Masse salariale	8,2	8,5	11,5	13,1	13,0	13,6	13,9	13,8
Total	64,5	67,5	84,1	97,7	99,5	102,0	104,4	98,1
Nombre d'ETC	81	79	109	120	115	116	115	111

Source : Pièce B-0025, p. 33.

[401] Selon le Distributeur, le plan d'action proposé permettra d'atteindre un dégagement adéquat sur un horizon de cinq ans. Il permettra également de traiter l'ensemble des portées ayant un potentiel de déboisement, réduisant l'élagage, et de passer graduellement au déboisement cycle court. À compter de 2023, le déboisement d'élimination d'élagage diminuera considérablement puisque la majorité des 250 000 portées potentielles auront été traitées et le déboisement cycle court atteindra le niveau souhaité¹⁹⁵.

[402] Le Distributeur propose d'évaluer la performance de son plan d'action par l'introduction et le suivi d'indicateurs permettant de mesurer l'impact des trois types de travaux :

- Élagage : Écart entre le cycle réel et le cycle requis ainsi que pourcentage de portées pour lesquelles la végétation est située à moins de 60 cm des fils de moyenne tension;
- Abattage : Évolution des taux de pannes liées à la végétation basés sur 85 % des jours les plus performants;
- Déboisement : Nombre de portées traitées annuellement en cycle court par rapport au nombre de portées traitées en déboisement d'élimination d'élagage.

[403] Le Distributeur demande donc pour l'année témoin 2018 un budget de 84,1 M\$ au titre de la maîtrise de la végétation, en hausse de 16,6 M\$ (24,6 %) par rapport au montant autorisé de 67,5 M\$ 2017. Cette hausse se répartit comme suit :

Services externes : 13,6 M\$ (23,1 %);
Masse salariale : 3,0 M\$ (35,3 %).

¹⁹⁵ Pièce [B-0025](#), p. 33.

[404] Le Distributeur précise que la hausse de la masse salariale est en grande partie due à l'embauche de 30 ETC supplémentaires entre 2017 et 2018¹⁹⁶ (voir la section 10.1.1.1). Interrogé par la Régie, le Distributeur précise que :

« [...] [il] anticipe une hausse de l'ampleur des contrats attribués aux entreprises spécialisées en arboriculture-réseau, ce qui nécessitera l'embauche de personnel technique, principalement des techniciens forestiers qui s'assureront notamment de réaliser l'inventaire des travaux, de contrôler la qualité des travaux, de visiter les demandes des clients et d'intervenir lors de pannes. L'embauche d'ingénieurs forestiers est également nécessaire afin de réaliser la planification, l'encadrement et le contrôle adéquat des travaux.

En effet, le Distributeur doit planifier les travaux requis et réaliser l'inventaire des travaux avant que les entrepreneurs puissent honorer leurs engagements. Par la suite, le Distributeur doit s'assurer que le travail a été effectué conformément aux exigences techniques »¹⁹⁷.

[405] À propos de l'augmentation tendancielle du Taux de pannes, OC estime qu'il est difficile d'établir une tendance claire à la hausse à partir des chiffres fournis par le Distributeur¹⁹⁸, étant donné la variation importante d'une année à l'autre de l'indicateur et la courte période de temps¹⁹⁹. En réponse à une question de la Régie, le Distributeur précise que les résultats de ses estimations pour établir cette tendance sont significatifs, quelle que soit la période sur laquelle elle est mesurée²⁰⁰.

[406] En contre-interrogatoire, OC demande au Distributeur si la tendance à l'augmentation des rafales sur une période de 10 ans, illustrée par le Distributeur²⁰¹, est statistiquement significative²⁰². Le Distributeur confirme que cette tendance est significative avec un niveau de confiance de 85 %²⁰³. De plus, en réponse à un engagement, le Distributeur dépose un graphique représentant l'évolution de ce même indicateur sur une période de 20 ans²⁰⁴. Le Distributeur en conclut que les résultats

¹⁹⁶ Pièce [B-0026](#), p. 7.

¹⁹⁷ Pièce [B-0080](#), p. 64.

¹⁹⁸ Pièce [B-0087](#), p. 40.

¹⁹⁹ Pièce [C-OC-0006](#), p. 9.

²⁰⁰ Pièce [B-0127](#), p. 40 et 41.

²⁰¹ Pièce [B-0149](#), p. 28.

²⁰² Pièce [A-0048](#), p. 182.

²⁰³ Pièce [B-0156](#), p. 3.

²⁰⁴ Pièce [B-0157](#), p. 3.

illustrés confirment la tendance à l'augmentation du nombre d'heures annuel avec rafales égales ou supérieures à 50 km/h à Montréal. La démonstration du Distributeur ne convainc pas l'intervenante, qui considère que ces graphiques ne révèlent aucune tendance claire dans l'évolution du Taux de pannes²⁰⁵.

[407] OC soumet que le Distributeur n'a pas fait la démonstration de la nécessité de réduire de six à quatre années son cycle de retour. Elle note, à partir des données du CNUC, que le cycle moyen des entreprises balisées, soit 5,3 années, a été atteint par le Distributeur avec un budget similaire à celui de 2017. Par ailleurs, OC considère que les résultats des indicateurs de fiabilité de service ne montrent pas d'urgence à augmenter substantiellement le budget du programme de maîtrise de la végétation. Enfin, « [b]ien qu'il soit important que le Distributeur soit à l'affût des impacts potentiels que les changements climatiques pourraient avoir sur son réseau, aucune donnée n'établit de lien clair entre les changements climatiques et le nombre de pannes »²⁰⁶.

[408] OC recommande donc d'octroyer la moitié de la hausse demandée, soit un montant de 8,5 M\$. L'intervenante recommande également qu'une étude soit menée par l'entreprise CNUC afin de déterminer les cycles de retour optimaux du Distributeur et de faire des recommandations à cet égard avant l'octroi de montants plus importants pour le programme de maîtrise de la végétation²⁰⁷.

[409] Toutefois, si la Régie devait accepter la demande du Distributeur d'augmenter les budgets du programme de maîtrise de la végétation, OC recommande un suivi serré du programme afin, notamment, de valider que les actions entreprises permettent l'atteinte des cibles fixées. Elle recommande également l'utilisation d'indicateurs plus granulaires, dont des indicateurs qui varient selon la densité du réseau du Distributeur (urbain, rural, éloigné). Enfin, elle recommande la séparation des budgets et des activités d'abattage liés à la problématique distincte de l'agrire du frêne²⁰⁸.

[410] SÉ invite la Régie à accorder au Distributeur les charges requises pour l'amélioration de la maîtrise de la végétation. De l'avis de l'intervenante, la variable la plus pertinente pour comprendre l'évolution des taux de pannes causées par le verglas est, selon les régions, les sommes dédiées au contrôle de la végétation, plus encore que les

²⁰⁵ Pièce [A-0063](#), p. 249 à 250.

²⁰⁶ Pièce [C-OC-0011](#), p. 6.

²⁰⁷ Pièce [C-OC-0011](#), p. 6 et 7.

²⁰⁸ Pièce [C-OC-0011](#), p. 6 et 7.

variations de durée et d'intensité du verglas. SÉ soumet également que la sécurité et la fiabilité du réseau sont primordiales pour des motifs environnementaux, tel que souligné par la Commission Nicolet, afin d'éviter que les consommateurs, pour leurs charges non captives de l'électricité, ne soient tentés de se tourner vers des sources d'énergie plus polluantes ou hésitent à se convertir à partir de telles sources vers l'électricité²⁰⁹.

[411] L'UMQ appuie également la demande du Distributeur d'augmenter le budget lié à son programme de maîtrise de la végétation. L'intervenante motive sa recommandation par la propagation de l'agrile du frêne et l'arrivée imminente d'autres insectes ravageurs, ainsi que par la fragilisation de certains arbres lors du verglas de 1998²¹⁰. Elle demande également au Distributeur de s'assujettir volontairement à l'ensemble des dispositions réglementaires des municipalités en matière de maîtrise de la végétation, afin d'optimiser les efforts tant publics que privés à ce sujet²¹¹. Finalement, l'UMQ recommande que le Distributeur accroisse ses activités de sensibilisation de la population à l'impact de la végétation aux abords de son réseau et de ses équipements, tant en termes de sécurité que d'interventions futures pour sécuriser le réseau aérien²¹².

[412] En réponse à l'UMQ, le Distributeur indique que le manque d'uniformité entre les municipalités en matière de contrôle de la végétation est problématique et qu'il devient par conséquent difficile de s'ajuster à tous les règlements au passage des frontières des municipalités²¹³. Le Distributeur demeure néanmoins ouvert à des discussions avec l'UMQ à cet égard²¹⁴.

Opinion de la Régie

[413] La Régie considère que le fait que le Distributeur dépense moins comparativement à ses pairs en maîtrise de la végétation ne donne aucune indication du degré d'encombrement de son réseau par la végétation et ne peut servir à juger de la nécessité d'intervenir par rapport à cet état.

²⁰⁹ Pièce [C-SÉ-0009](#), p. 17.

²¹⁰ Pièce [C-UMQ-0010](#), p. 4.

²¹¹ Pièce [C-UMQ-0010](#), p. 6 et 7.

²¹² Pièce [C-UMQ-0010](#), p. 7.

²¹³ Pièces [A-0048](#), p. 244, et [C-UMQ-0010](#), p. 5.

²¹⁴ Pièces [A-0048](#), p. 247 et 248, et [C-UMQ-0010](#), p. 5.

[414] La Régie juge que le Distributeur n'a pas démontré qu'un cycle de retour réel moyen de six ans dénote une situation grave ou même préoccupante. La Régie partage l'avis d'OC à l'effet que le bien-fondé de l'objectif du Distributeur d'atteindre un cycle de retour de quatre ans n'a pas été démontré.

[415] Le Distributeur fait état d'une augmentation tendancielle du Taux de pannes dues à la végétation. Cette tendance n'étant pas statistiquement significative aux niveaux de confiance habituels, la Régie comprend qu'il s'agit plutôt d'une indication²¹⁵. De plus, la Régie note que le Distributeur n'établit pas de seuil critique pour ce taux.

[416] Au surplus, la Régie constate, à l'examen des données déposées par le Distributeur portant sur le nombre d'heures annuelles de rafales dont la vitesse est supérieure à 50 km/h, que ces dernières ne fournissent pas une démonstration claire et sans équivoque de leur augmentation tendancielle sur une période de 20 ans²¹⁶.

[417] La Régie note par ailleurs que, bien qu'il s'agisse d'une problématique affectant la sécurité et la fiabilité du réseau de distribution, le Distributeur n'a pas été en mesure de fournir une estimation précise des coûts imputables à la lutte contre l'agrile du frêne.

[418] Relativement à la proposition du Distributeur d'intégrer et de suivre l'évolution de nouveaux indicateurs pour évaluer la performance de ses travaux d'élagage, d'abattage et de déboisement, la Régie considère que l'ajout de ces indicateurs n'est pas opportun. Elle juge ces indicateurs trop granulaires pour ses besoins. La Régie est d'avis qu'elle dispose de suffisamment d'indicateurs pour surveiller la qualité de service de son réseau, dont, notamment, l'indice de continuité normalisé qui fait l'objet d'un examen lors du dossier tarifaire²¹⁷ et du rapport annuel²¹⁸.

[419] En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur n'a pas fait la démonstration des besoins d'accroître les ressources dédiées à la maîtrise de la végétation dans les proportions demandées.

²¹⁵ Pièce [B-0127](#), p. 39 à 41.

²¹⁶ Pièce [B-0157](#), p. 3.

²¹⁷ Pièce [B-0009](#), p. 13.

²¹⁸ Rapport annuel 2016 du Distributeur, [HQD-12, doc. 1](#), p. 45 et 46.

[420] **Pour ces raisons, la Régie n'accorde au Distributeur aucune somme liée à des ETC supplémentaires pour le programme de maîtrise de la végétation. De plus, elle estime que le Distributeur, avec ses pistes d'amélioration continue, a la capacité d'améliorer la maîtrise de la végétation à même ses ressources humaines actuelles.**

[421] **La Régie accorde 6,8 M\$ au Distributeur pour les services externes, afin qu'il puisse agir contre l'infestation de l'agrile du frêne. La Régie approuve donc un budget total de 74,3 M\$ au titre de la maîtrise de la végétation pour l'année témoin 2018.**

[422] **Enfin, la Régie souhaite que le Distributeur poursuive ses discussions avec les municipalités et qu'il mette en œuvre, en collaboration avec celles-ci, un meilleur contrôle de la végétation, particulièrement en regard du traitement de l'agrile du frêne.**

10.1.2.4 Disposition des compte d'écart et de reports

[423] Conformément aux modalités de disposition reconnues par la Régie dans sa décision D-2013-037²¹⁹, le Distributeur dispose du solde du compte d'écart relatif aux pannes majeures aux revenus requis 2018, pour un montant de 4,1 M\$, dont les intérêts sont négligeables. Cet écart représente l'excédent du seuil de 16,0 M\$ du coût des pannes majeures de 20,1 M\$ pour l'année 2016²²⁰. La Régie note que le Distributeur dispose correctement du compte d'écart – Pannes Majeures.

[424] La Régie accepte de verser aux revenus requis 2018 le solde créditeur de 2,4 M\$²²¹ au 31 décembre 2017 du compte d'écart relatif aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1). Cet écart est constitué de 78,4 M\$ pour les charges d'exploitation, de - 83,2 M\$ pour les autres composantes des ASF et de 2,4 M\$ pour les frais corporatifs.

[425] À la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion, la Régie refuse de verser aux revenus requis 2018 le solde de 0,3 M\$²²² du compte d'écart relatif aux charges d'exploitation pour l'année 2017 (voir la section 4.6).

²¹⁹ Décision [D-2013-037](#), p. 42, par. 136.

²²⁰ Pièce [B-0040](#), p. 16.

²²¹ Pièce [B-0040](#), p. 20, tableau 11.

²²² Pièce [B-0040](#), p. 20, tableau 10.

10.1.3 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[426] Le Distributeur présente des charges d'exploitation qui s'élèvent à un montant total de 1 383,9 M\$ pour l'année témoin 2018.

[427] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique et leur évolution selon une approche globale, la Régie considère que le montant prévu par le Distributeur pour l'année témoin 2018 est surestimé.

[428] **La Régie approuve un montant de l'ordre de 1 341,4 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2018. La réduction de 42,5 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **réduction de 15,9 M\$²²³ de la masse salariale et des effectifs (voir la section 10.1.1.1);**
- **réduction de 6,3 M\$²²⁴ des services professionnels et autres (voir la section 10.1.1.1);**
- **réduction de 5,0 M\$ des coûts de la VPTIC (voir la section 10.1.1.2);**
- **réduction globale de 8 M\$ des charges relatives aux IEE (voir les sections 10.1.2.2 et 13.3);**
- **réduction de 6,8 M\$ des coûts de maîtrise de la végétation (voir la section 10.1.2.3);**
- **retrait de 0,5 M\$²²⁵ des charges d'exploitation à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6).**

²²³ Inclut une réduction des salaires de base de 2,8 M\$, reliée aux 30 ETC associés au programme « Maîtrise de la végétation ».

²²⁴ Réduction totale de 11,8 M\$, dont une réduction de 5,5 M\$ reliée aux IEE.

²²⁵ Inclut le solde du compte d'écarts de 0,3 M\$ pour l'année 2017 et les charges d'exploitation de 0,2 M\$ pour l'année témoin 2018.

10.2 AUTRES CHARGES

[429] Les autres charges s'élèvent à un montant de 943,2 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une baisse de 163,6 M\$ (14,8 %) par rapport au montant autorisé en 2017. Le tableau suivant présente le détail des autres charges.

TABLEAU 29
AUTRES CHARGES

(en M\$)	2016 <i>Année historique</i>	2017 <i>(D-2016-022)¹</i>	2017 <i>Année de base</i>	2018 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Achats de combustible	69,5	86,5	86,5	94,8	8,3	9,6 %
Achats de combustible	77,1	86,2	83,3	97,2	11,0	12,8 %
Comptes d'écarts	(7,6)	0,3	3,2	(2,4)	(2,7)	(900,0 %)
Amortissement et déclassement	641,2	905,8	918,4	755,4	(150,4)	(16,6 %)
Immobilisations en exploitation	492,1	475,3	488,0	500,6	25,3	5,3 %
Contrat de location-acquisition	2,3	2,6	2,4	2,4	(0,2)	(7,7 %)
Actifs incorporels en exploitation	88,1	84,1	84,0	30,1	(54,0)	(64,2 %)
Autres actifs	180,1	171,3	171,5	162,6	(8,7)	(5,1 %)
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	7,9	13,0	13,0	13,0	0,0	0,0 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(129,3)	159,5	159,5	46,7	(112,8)	(70,7 %)
Comptes d'écarts et de reports	(8,6)	0,0	0,0	(3,5)	(3,5)	
Taxes	81,9	114,5	114,5	96,5	(18,0)	(15,7 %)
Services publics, municipales et scolaires	57,2	60,0	60,0	60,6	0,6	1,0 %
Transition énergétique Québec (TEQ)	24,7	54,5	54,5	35,9	(18,6)	(34,1 %)
TEQ (anciennement BEIÉ)	35,6	35,9	35,9	35,9	0,0	0,0 %
Comptes d'écarts	(10,9)	18,6	18,6	0,0	(18,6)	(100,0 %)
Total	784,0	1 106,8	1 119,4	943,2	(163,6)	(14,8 %)

Source : Pièce B-0031, p. 5.

Note 1 : La décision D-2017-022 (p. 126, par. 467) inclut la réallocation de la réduction globale de la charge totale d'amortissement de 15,0 M\$.

[430] La Régie examine ci-après chaque rubrique des autres charges, soit les achats de combustible, l'amortissement et le déclassement, les CER ainsi que les taxes.

10.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[431] Pour l'année témoin 2018, le Distributeur demande l'approbation d'un budget de 94,8 M\$, provenant de sa prévision des besoins d'achats de combustible de 97,2 M\$ et d'un solde total de -2,4 M\$ des comptes d'écarts de 2016 et 2017²²⁶.

[432] Le budget demandé par le Distributeur est en hausse de 8,3 M\$ (9,6 %) par rapport au montant autorisé en 2017. Cette hausse provient des prévisions d'achats pour un montant de 11,0 M\$ ainsi que la variation de -2,7 M\$ des comptes d'écarts.

[433] Depuis le dossier R-3933-2015, le Distributeur fonde sa prévision du coût des achats de combustible sur la prévision des prix du pétrole léger américain West Texas Intermediate (WTI) par la U.S. Energy Information Administration (EIA)²²⁷.

[434] Selon la preuve du Distributeur, l'évolution des prix du WTI pour les années 2016, 2017 et 2018 est la suivante²²⁸ :

- Année historique 2016 : 43,33 \$US/baril;
- Année 2017 (D-2017-022) : 50,00 \$US/baril;
- Année de base 2017 : 49,99 \$US/baril;
- Année témoin 2018 : 59,80 \$US/baril.

[435] Le 28 septembre 2017, l'EIA ayant revu à la baisse sa prévision des prix du WTI²²⁹, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour sa prévision du coût des achats de combustible²³⁰. Le 24 octobre 2017, le Distributeur dépose une mise à jour des tableaux 1, 2 et 3 de sa Demande²³¹. La nouvelle prévision du Distributeur est fondée sur un prix du pétrole WTI de 49,58 \$US/baril pour 2018, en baisse de 10,25 \$US/baril par rapport à celui de la demande originale.

²²⁶ Pièce [B-0031](#), p. 5, tableau 1.

²²⁷ Décision [D-2016-033](#), p. 136 à 138.

²²⁸ Pièce [B-0031](#), p. 7, tableau 3.

²²⁹ EIA, Prévision octobre 2017, p. 27, tableau 3a.

²³⁰ Pièce [A-0015](#), p. 38.

²³¹ Pièce [B-0080](#), p. 88 et 89.

[436] En tenant compte de cette prévision, le Distributeur révisé sa Demande. Pour 2018 le budget requis pour l'achat de combustibles est estimé à 82,5 M\$ (incluant les soldes des comptes d'écarts), soit une baisse de 12,3 M\$ (-13,0 %) par rapport à la demande initiale de 94,8 M\$.

[437] La Régie approuve, pour l'année témoin 2018, un budget d'achats de combustible de 82,5 M\$, incluant les soldes des comptes d'écarts.

10.2.2 AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

[438] La charge totale d'amortissement et déclassement est de 755,4 M\$ pour l'année témoin 2018, en baisse de 150,4 M\$ (-16,6 %) comparativement au montant autorisé de 905,8 M\$ pour l'année 2017.

[439] Cette baisse provient notamment d'une diminution de 112,8 M\$ (-70,7 %) reliée à l'amortissement des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques. Le Distributeur explique cette diminution par les éléments suivants :

- une diminution de 156,1 M\$ résultant de l'écart entre, d'une part, le versement aux revenus requis de 2017 de la totalité des soldes du compte de nivellement 2010 à 2016 au montant de 159,5 M\$ (débitéur) à la suite de la décision D-2017-022 et, d'autre part, l'amortissement aux revenus requis de 2018 du solde réel du compte de nivellement 2016, au montant de 3,4 M\$ (débitéur), selon les modalités de disposition actuelles;
- une augmentation de 43,3 M\$ découlant de la modification des modalités de disposition du compte de nivellement 2016 et 2017 (voir la section 4.5).

[440] Excluant la diminution de 112,8 M\$ reliée au compte de nivellement pour aléas climatiques, la charge totale d'amortissement et déclassement est en baisse de 37,6 M\$ (-5,0 %) et s'explique principalement par les éléments suivants :

- une diminution de 54,0 M\$ reliée à l'amortissement des actifs incorporels découlant principalement de la fin de la durée de vie utile du logiciel Système d'information clientèle;

- une diminution de 8,7 M\$ reliée à l'amortissement des autres actifs, découlant essentiellement de la fin de durée de vie de certains actifs liés aux IEE;
- une augmentation de 25,3 M\$ reliée à l'amortissement des immobilisations en exploitation, attribuable à la non-réalisation de la coupure de 15,0 M\$, pour un montant de 12,6 M\$, ainsi que le niveau de réalisation des projets et des mises en service pour les immobilisations corporelles.

[441] Compte tenu des surestimations de cette charge observées de 2009 à 2016, l'AQCIE-CIFQ recommande, pour l'année témoin 2018, de réduire de 11,4 M\$, soit une baisse de 1,61 % du solde de la charge totale d'amortissement et déclassement, excluant le compte de nivellement pour aléas climatiques.

[442] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement et déclassement, incluant les soldes des CER pour les fins de comparaison, entre le montant autorisé et le réel, de 16,4 M\$ sur la période de 2012-2016. La surestimation moyenne entre le montant autorisé, excluant les réductions globales demandées par la Régie, et le réel est de 26,0 M\$ sur cette même période.

TABLEAU 30
ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT,
INCLUANT LES SOLDES DES CER

(en M\$)	Année témoin (autorisée)	Année de base	Année historique	Variation Année historique vs Autorisée	
2012	907,9		880,2	(27,7)	(3,1 %)
2013	785,5 ¹		777,8	(7,7)	(1,0 %)
2014	806,7 ²		792,6	(14,1)	(1,7 %)
2015	748,2 ³		716,2	(32,0)	(4,3 %)
2016	633,2 ⁴		632,6	(0,6)	(0,1 %)
2017	905,8 ⁵	918,4		12,6	1,4%
2018	755,4				

Sources : Pièce B-0031, p. 5; Rapport annuel 2016, pièce HQD-2, doc. 3, p. 9; et dossier R-3980-2016, pièce B-0072, p. 75.

Note 1 : La décision D-2013-037 (p. 91, par. 344) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 10,0 M\$.

Note 2 : La décision D-2014-037 (p. 93, par. 348) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 20,0 M\$.

Note 3 : La décision D-2015-018 (p. 163, par. 654) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 8,0 M\$.

Note 4 : La décision D-2016-033 (p. 145, par. 541) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 10,0 M\$.

Note 5 : La décision D-2017-022 (p. 126, par. 467) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 15,0 M\$.

[443] Bien que la charge d'amortissement totale des immobilisations en exploitation de l'année témoin soit constituée à plus de 90 %²³² de la charge d'amortissement des actifs existants de l'année historique, la Régie observe tout de même une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement, entre le montant autorisé et le réel, de 16,4 M\$ sur la période de 2012-2016.

[444] Pour l'année historique 2016, la Régie note une surestimation non significative de 0,6 M\$, entre le montant autorisé et le réel. Elle note cependant que la surestimation est de 10,6 M\$, excluant la réduction de 10,0 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2016-033.

²³² Pièce [B-0031](#), p. 9, tableau 5.

[445] Considérant cette surestimation systématique constatée sur les données réelles, la Régie est d'avis que la prévision de la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2018 doit être recalibrée.

[446] **En conséquence, la Régie réduit de 10 M\$²³³ la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2018.**

[447] **La Régie approuve donc un montant de 744,4 M\$ pour la charge totale d'amortissement et déclassement de l'année témoin 2018. La baisse de 11,0 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **retrait de l'amortissement de 1,0 M\$ à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6);**
- **réduction globale de 10,0 M\$ en vertu de la présente décision.**

10.2.3 COMPTE D'ÉCARTS ET DE REPORTS

[448] À la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion, la Régie refuse de verser aux revenus requis 2018 le solde créditeur de 3,5 M\$²³⁴ du compte d'écarts, attribuable aux revenus des ventes d'électricité pour l'année 2017 (voir la section 4.6).

10.2.4 TAXES, Y COMPRIS LES CHARGES RELATIVES À TEQ

[449] Le 1^{er} avril 2017, les programmes du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ) ont été transférés à Transition énergétique Québec (TEQ) créé par le gouvernement du Québec afin de soutenir, stimuler et promouvoir la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques ainsi que de coordonner la mise en œuvre de l'ensemble des programmes et des mesures nécessaires à l'atteinte des cibles énergétiques déterminées par le gouvernement.

²³³ La Régie estime que la réduction globale de la charge d'amortissement de 10,0 M\$ a un impact de + 0,4 M\$ sur le rendement de la base de tarification (5,0 M\$ x 7,083 %).

²³⁴ Pièce [B-0040](#), p. 20, tableau 10.

[450] Le Distributeur présente les charges relatives à TEQ sous la rubrique « Taxes », afin de se conformer à la présentation des états financiers à vocation générale.

[451] Les charges relatives à TEQ sont déterminées et recommandées par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, puis adoptées par décret gouvernemental. Le Distributeur n'a donc pas de contrôle, sur les coûts encourus représentant son apport financier réel aux programmes de TEQ, ou sur les dates d'adoption des décrets établissant ces coûts.

[452] Dans l'attente d'un nouveau décret gouvernemental fixant la quote-part d'Hydro-Québec dans les activités de TEQ, le Distributeur fonde sa prévision des charges relatives à TEQ sur le dernier décret visant le BEIÉ, émis le 17 août 2016, afin d'établir²³⁵ sa quote-part à un montant de 35,9 M\$.

[453] En tenant compte de cette prévision, le budget demandé au titre des Taxes, y compris les charges relatives à TEQ, pour l'année témoin 2018, est de 96,5 M\$, en baisse de 18,0 M\$ (-15,7 %) par rapport au montant autorisé de 114,5 M\$ pour l'année 2017. Cette baisse s'explique par le versement, en 2017, du solde des comptes d'écart du BEIÉ de 18,6 M\$ pour les années 2015 et 2016.

[454] La Régie approuve un montant de 96,5 M\$ pour les Taxes de l'année témoin 2018, incluant les charges relatives à TEQ au montant de 35,9 M\$.

[455] En conclusion, la Régie approuve, pour l'année témoin 2018, un montant de 923,4 M\$ pour l'ensemble des autres charges, incluant des réductions totalisant 19,8 M\$.

10.3 AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

[456] Les autres composantes du coût des ASF, pour le coût de retraite et les autres régimes, incluent principalement les « Intérêts sur l'obligation », le « Rendement prévu

²³⁵ Pièce [B-0031](#), p. 12.

des actifs » et l'« Amortissement de la perte actuarielle nette ». Ces composantes sont présentées hors des charges d'exploitation à compter du 1^{er} janvier 2017, conformément à la décision D-2017-125²³⁶ qui permet l'application des modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1).

[457] Les autres composantes du coût des ASF attribuables au Distributeur représentent un montant créditeur de 203,8 M\$ pour l'année témoin 2018, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 31
AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>
Coût de retraite			(118,7)	(121,6)	(121,6)
Coût des autres régimes			19,8	18,6	18,6
Compte d'écarts- Coût de retraite 2017			17,5	(17,6)	(17,6)
Compte d'écarts- Modifications à l'ASC 715			82,6	(83,2)	(83,2)
<i>Compte d'écarts relatif au coût de retraite</i>			<i>101,2</i>	<i>(101,9)</i>	<i>(101,9)</i>
<i>Compte d'écarts relatif aux autre régimes</i>			<i>(18,6)</i>	<i>18,7</i>	<i>18,7</i>
Total			1,2	(203,8)	(203,8)

Source : Pièce B-0020, p. 8.

Note générale : Les données de l'année historique 2016 et celles autorisées en 2017 (D-2017-022) ne tiennent pas compte des modifications à l'ASC 715, lesquelles sont applicables à compter du 1^{er} janvier 2017.

[458] La Régie reconnaît le montant créditeur de 203,8 M\$, relatif aux autres composantes du coût des ASF pour l'année témoin 2018.

10.4 FRAIS CORPORATIFS

[459] 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,

²³⁶ [Page 11](#), par. 34.

mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble. La quote-part du Distributeur est de 30 % pour l'année témoin 2018.

[460] Le Distributeur présente au tableau suivant des frais corporatifs au montant de 36,1 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 4,3 M\$ (13,5 %) par rapport au montant autorisé en 2017.

TABLEAU 32
FRAIS CORPORATIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Frais corporatifs	29,7	32,3	32,4	34,2	1,9	5,9%
Compte d'écarts - Coût de retraite	0,2	(0,5)	0,0	(0,5)	0,0	0,0%
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715			(2,4)	2,4	2,4	
<i>Compte d'écarts relatif au coût de retraite</i>			(2,9)	2,9	2,9	
<i>Compte d'écarts relatif aux autres régimes</i>			0,5	(0,5)	(0,5)	
Total	29,9	31,8	30,0	36,1	4,3	13,5%

Source : Pièce B-0020, p. 8.

[461] En excluant l'impact de 4,9 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1), les frais corporatifs seraient de 31,2 M\$ pour l'année témoin 2018, en baisse de 0,6 M\$ (-1,9 %) par rapport au montant autorisé en 2017.

[462] La Régie approuve les frais corporatifs du Distributeur au montant de 36,1 M\$ pour l'année témoin 2018.

10.5 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[463] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le rendement de la base de tarification au montant de 750,1 M\$ pour l'année témoin 2018. Conformément au principe reconnu à la décision D-2014-034²³⁷, ce montant est subséquemment ajusté à 765,7 M\$. Le 5 décembre 2017, le coût de la dette est révisé en tenant compte de la dette

²³⁷ [Page 68](#), par. 273.

existante et des emprunts prévus, en actualisant les taux d'intérêt avec les prévisions du Consensus Forecasts de novembre 2017, ce qui correspond à une hausse de 15,6 M\$²³⁸.

[464] Le rendement de la base de tarification de 765,7 M\$ de l'année témoin 2018 est en hausse de 24,2 M\$ (3,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2017, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 33
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	432,9	433,0	433,4	455,4	22,4	5,2%
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	275,9	308,5	265,1	310,3	1,8	0,6%
Total	708,8	741,5	698,5	765,7	24,2	3,3%

Sources : Pièces B-0020, p. 8, et B-0146, p. 5 et 7.

[465] La hausse de 24,2 M\$ (3,3 %) provient d'une hausse de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification et du taux de rendement de la base de tarification, passant d'un taux autorisé de 6,899 % en 2017 au taux révisé de 7,083 % en 2018.

[466] **La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 761,7 M\$ pour l'année témoin 2018. La baisse de 4,0 M\$ résulte notamment des modifications suivantes :**

- **retrait de 0,9 M\$ à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6);**
- **ajustement de 0,4 M\$ provenant de la réduction globale de 10 M\$ de l'amortissement et déclassement (voir la section 10.2.2);**
- **baisse de 3,5 M\$ attribuable à une réduction globale de 50 M\$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) (voir la section 11).**

²³⁸ Pièce [B-0146](#), p. 5 et 7. La hausse de 15,6 M\$ se calcule comme suit : la moyenne des 13 soldes de la base de tarification 2018 de 10 810,2 M\$ x (7,083 % - 6,938 %).

11 BASE DE TARIFICATION

[467] Le Distributeur demande à la Régie d'établir sa base de tarification pour l'année témoin 2018 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle 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.

[468] Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification pour l'année témoin 2018 se chiffre à 10 810,2 M\$. Le tableau suivant présente les composantes de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification sur la période 2016-2018.

TABLEAU 34
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i> <i>ajustée ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Immobilisations en exploitation	9 143 453	9 256 098	9 245 352	9 405 269	149 171	1,6 %
Contrat de location-acquisition	34 531	40 193	37 033	44 969	4 776	11,9 %
Actifs incorporels en exploitation						
Logiciels	162 392	102 383	93 924	52 314	(50 069)	(48,9 %)
Autres actifs incorporels	34 647	35 872	38 454	38 735	2 863	8,0 %
Total	197 039	138 255	132 378	91 049	(47 206)	(34,1 %)
Autres actifs						
Interventions en efficacité énergétique (anc. PGEÉ)	652 577	584 236	558 028	488 968	(95 268)	(16,3 %)
Programmes et activités de TEQ (anc. BEIÉ)	67 974	52 545	52 545	37 115	(15 430)	(29,4 %)
Programme Conversion à l'électricité	0	0	784	12 818	12 818	
Contributions à des projets de raccordement	373 241	407 247	411 418	416 216	8 969	2,2 %
Autres actifs réglementaires	6 846	9 569	7 343	11 353	1 784	18,6 %
Remboursement gouvernemental	23 270	23 269	23 269	23 269	0	0,0 %
Total	1 123 908	1 076 866	1 053 387	989 739	(87 127)	(8,1 %)
Fonds de roulement						
Encaisse	139 849	105 332	126 979	155 985	50 653	48,1 %
Matériaux, combustibles et fournitures	132 864	130 998	117 969	123 164	(7 834)	(6,0 %)
Total	272 713	236 330	244 948	279 149	42 819	18,1 %
Total	10 771 644	10 747 742	10 713 098	10 810 175	62 433	0,6 %

Source : Pièce B-0033.

Note 1 : La décision D-2017-022 (p. 125, par. 465, et p. 131, par. 488) inclut une hausse de 7,5 M\$ de la base de tarification moyenne des 13 soldes, résultant de la réduction globale de la charge d'amortissement de 15 M\$.

[469] L'impact des modifications à l'ASC 715 sur la moyenne des 13 soldes de la base de tarification représente une hausse nette de 0,4 M\$ pour l'année témoin 2018, soit le résultat d'une hausse de 29,7 M\$ des immobilisations en exploitation²³⁹ et d'une baisse de l'encaisse réglementaire de 29,3 M\$.

[470] En excluant l'impact des modifications à l'ASC 715, la moyenne des 13 soldes de la base de tarification pour l'année témoin 2018 serait de 10 809,8 M\$, en hausse de 62,1 M\$ (0,6 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017. Cette hausse provient principalement des éléments suivants :

- une hausse de 119,5 M\$ reliée aux mises en service nettes de leur charge d'amortissement, découlant des investissements autorisés par la Régie;
- un ajout de 12,8 M\$ associé au Programme de conversion;
- une augmentation de 80,0 M\$ de l'encaisse réglementaire.

[471] Cette hausse est compensée en partie par les éléments suivants :

- une baisse nette de 50,1 M\$ reliée aux logiciels;
- une baisse nette de 95,3 M\$ attribuable aux IEE provenant principalement de la charge d'amortissement.

[472] Compte tenu des surestimations observées de 2009 à 2016, l'AQCIE-CIFQ recommande, pour l'année témoin 2018, de réduire de 51,8 M\$ la base de tarification pour l'année témoin 2018 selon la moyenne des 13 soldes, soit une baisse de 0,479 %.

[473] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes, entre le montant autorisé et le réel, de 34,6 M\$ sur la période 2012-2016. La surestimation moyenne entre le montant autorisé, excluant les réductions globales demandées par la Régie, et le réel est de 74,6 M\$ sur cette même période.

²³⁹ Pièce [B-0064](#), p. 18 et 19.

TABLEAU 35
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION

<i>(en M\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>Année témoin</i> <i>(autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation</i> <i>Année historique vs Autorisée</i>	
2012	10 063,0		9 895,7	(167,3)	(1,7 %)
2013	10 280,0		10 138,8	(141,2)	(1,4 %)
2014	10 568,5 ¹		10 550,5	(18,0)	(0,2 %)
2015	10 688,8		10 590,2	(98,6)	(0,9 %)
2016	10 519,6 ²		10 771,6	252,0	2,4%
2017	10 747,7	10 713,1		(34,6)	(0,3 %)
2018	10 810,2				

Source : Pièce B-0080, p. 103.

Note 1 : La décision D-2014-037 (p. 112, par. 426) inclut notamment la réallocation d'une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification.

Note 2 : La décision D-2016-033 (p. 154, par. 579) inclut notamment la réallocation d'une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification.

[474] En audience, le Distributeur fait valoir que les écarts historiques antérieurs à 2015 sont non représentatifs du futur. Il estime que l'acuité de ses prévisions s'est améliorée depuis 2015, puisqu'il a apporté des correctifs au niveau de la prévision des investissements, soit le rétablissement des heures disponibles, un meilleur arrimage de la capacité de réalisation et une meilleure évaluation des dates de mises en service²⁴⁰.

[475] Bien que le Distributeur indique qu'il a amélioré ses prévisions à compter de 2015, la Régie observe tout de même des écarts entre les montants autorisés, excluant la réduction demandée en 2016 par la Régie, et les montants réels soit, pour l'année historique 2015 (-98,6 M\$), l'année historique 2016 (+152,0 M\$) et l'année de base 2017 (-34,6 M\$).

[476] La Régie constate des écarts au niveau de la base de tarification pour la période 2012-2016. Il est difficile, dans ces conditions, de conclure à la fiabilité des prévisions à cet égard.

²⁴⁰ Pièce [B-0149](#), p. 8.

[477] Par ailleurs, la Régie comprend que la planification des mises en service des immobilisations en exploitation s'effectue sur une courte période et qu'elle est basée sur les investissements de l'année courante et de l'année précédente. Le Distributeur précise que 80 % des mises en service qu'il réalise ont trait à des investissements inférieurs à 10 M\$, soit une multitude de petits projets²⁴¹. Ainsi, la Régie tient compte également d'un impact partiel de la réduction de 31 M\$ du budget des investissements inférieurs à 10 M\$ (voir la section 12.2) dans la base de tarification de l'année témoin 2018.

[478] **Pour ces motifs, la Régie réduit de 50 M\$ la prévision de la base de tarification pour l'année témoin 2018 (selon la moyenne des 13 soldes), ce qui a pour effet de réduire les revenus requis de 3,5 M\$.**

[479] **La Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2018, selon la moyenne des 13 soldes, en considérant les ajustements suivants :**

- **réduction globale de 50 M\$;**
- **retrait de 12,8 M\$ à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6);**
- **retrait de 1,9 M\$²⁴² provenant de la réduction de 25 M\$ du budget des investissements des IEÉ (voir la section 13.3);**
- **ajustement de la charge d'amortissement (voir la section 10.2.2);**
- **ajustement de l'encaisse réglementaire, compte tenu des ordonnances contenues à la présente décision.**

[480] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification de l'année témoin 2018 et de la déposer au plus tard le 15 mars 2018, à 12 h.**

²⁴¹ Pièce [B-0080](#), p. 92 et 93.

²⁴² Moyenne des 13 soldes de la réduction de 25 M\$ (25 M\$ x 1/13 mois = 1,9 M\$), ce qui a pour effet de réduire les revenus requis de 0,1 M\$.

12 AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2018

12.1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

[481] Pour l'année témoin 2018, les besoins d'investissements prévus par le Distributeur totalisent 768,6 M\$. Ce montant inclut les investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi, les projets majeurs nécessitant une autorisation spécifique et les projets d'investissement dont les coûts individuels sont inférieurs à 10 M\$. Le tableau suivant présente les investissements prévus par catégories et par types d'autorisation.

TABLEAU 36
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2018 (EN M\$)

Catégories	Investissements autorisés avant entrée en vigueur art. 73	AUTORISATION SPÉCIFIQUE		DEMANDE D'AUTORISATION			Grand total
		Projets majeurs > 10 M\$		Investissements < 10 M\$			
		Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs		3,4		251,4	27,7	279,1	282,5
Réseau de distribution				136,2	1,8	138,0	138,0
Centrales de production		3,4			21,0	21,0	24,4
Réseau de transport					4,1	4,1	4,1
Mesurage et relèvement				34,0		34,0	34,0
Bâtiments administratifs				30,6	0,2	30,8	30,8
Matériel roulant				36,6		36,6	36,6
Autres actifs de soutien				14,0	0,6	14,6	14,6
Amélioration de la qualité				28,7	0,4	29,1	29,1
Croissance de la demande		72,6	70,1	258,4	4,3	262,7	405,4
Respect des exigences	12,0	3,5		35,7	0,4	36,1	51,6
Total	12,0	79,5	70,1	574,2	32,7	607,0	768,6

Source : Pièce B-0037, p. 5.

[482] Le Distributeur effectue sa planification sur l'ensemble des travaux à réaliser selon deux types d'investissement, ceux à impact main-d'œuvre et les autres. Le tableau suivant présente les investissements du Distributeur par type.

TABLEAU 37
SOMMAIRE PAR TYPE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

TYPES D'INVESTISSEMENT	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Investissements à impact main-d'œuvre	467,7	456,4	464,7	482,9
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	8,4	11,7	11,7	11,7
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	404,5	383,2	375,1	409,2
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	54,8	61,5	77,9	62,0
Autres investissements	214,0	199,6	230,0	285,7
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	0,3	0,3	0,3	0,3
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	147,3	173,6	200,9	197,8
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	66,4	25,7	28,8	87,6
<i>dont projet LAD</i>	61,6			
Investissements totaux	681,9	656,0	694,7	768,6
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	8,7	12,0	12,0	12,0
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	551,9	556,8	576,0	607,0
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	121,2	87,2	106,7	149,6
<i>dont projet LAD</i>	61,6			

Source : Pièce B-0037, p. 7.

[483] Les investissements à impact main-d'œuvre sont essentiellement réalisés par la main-d'œuvre interne. Ils représentent environ 65 % des investissements totaux du Distributeur et se traduisent par la constatation de prestations de travail comptabilisées en réduction des charges d'exploitation.

[484] Le Distributeur rappelle que les modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1) ont un effet à la hausse sur le niveau des prestations de travail et, par conséquent, sur celui des investissements de l'année de base et de l'année témoin. Il présente au tableau suivant les effets de cette modification.

TABLEAU 38
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

TYPES D'AUTORISATION	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017			Année témoin 2018		
			Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715	Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715
Maintien des actifs	246,4	251,5	270,4	(6,9)	263,5	279,1	(8,7)	270,4
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2	-	23,2	29,1	-	29,1
Croissance de la demande	250,2	254,6	252,7	(10,9)	241,8	262,7	(13,9)	248,8
Respect des exigences	42,3	35,3	29,7	(1,4)	28,3	36,1	(2,0)	34,1
TOTAL	551,9	556,8	576,0	(19,2)	556,8	607,0	(24,6)	582,4

Source : Pièce B-0127, tableau R-40.1-A, p. 94.

12.2 PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$

[485] Les projets inférieurs à 10 M\$, estimés à 607,0 M\$, font l'objet de la présente demande d'autorisation. Le Distributeur prévoit réaliser des investissements à impact main-d'œuvre de 409,2 M\$ et des investissements autres de 197,8 M\$.

[486] Le tableau suivant présente l'évolution des investissements inférieurs à 10 M\$ sur la période 2016-2018.

TABLEAU 39
SOMMAIRE DES PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Maintien des actifs	246,4	251,5	270,4	279,1
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2	29,1
Croissance de la demande	250,2	254,6	252,7	262,7
Respect des exigences	42,3	35,3	29,7	36,1
TOTAL	551,9	556,8	576,0	607,0

Source : Pièce B-0037, p. 9.

[487] Pour l'année témoin 2018, la demande d'autorisation des investissements pour l'ensemble des projets inférieurs à 10 M\$ s'établit à 607,0 M\$ et représente une augmentation de 50,2 M\$ (9,0 %) par rapport au montant autorisé en 2017.

[488] Cette hausse des montants d'investissement prévus pour l'année témoin par rapport à l'année autorisée découle notamment d'une hausse de 25,1 M\$ en maintien des actifs dans les investissements à impact main-d'œuvre. Ceux-ci sont établis principalement à partir de travaux jugés prioritaires à la suite de l'analyse de la matrice de sévérité et sur la base de la moyenne normalisée des trois dernières années.

[489] Cette hausse découle également des montants d'investissements prévus dans la catégorie « Amélioration de la qualité ». Le Distributeur y prévoit des investissements de 29,1 M\$ pour l'année témoin 2018, alors que le montant autorisé en 2017 était de 15,4 M\$, soit une hausse de 13,7 M\$. Le Distributeur prévoit investir davantage pour les logiciels d'application bureautique et de développement Web (6,7 M\$) et dans les logiciels d'application opérationnelle (9,8 M\$). Par ailleurs, cette hausse ne peut être liée à la modification à l'ASC 715, puisqu'il n'y a aucun investissement à impact main-d'œuvre.

Position des intervenants

[490] Dans le cadre de ses représentations, l'ACEFO note que les investissements inférieurs à 10 M\$ ont été nettement inférieurs aux investissements autorisés de 2012 à 2014 et, dans une moindre mesure, en 2015, alors que cette tendance à commencer à s'inverser à compter de 2016.

[491] L'analyse de l'évolution des investissements inférieurs à 10 M\$ au cours des cinq dernières années amène l'ACEFO à recommander une réduction globale de 37 M\$, soit une réduction de 24 M\$ pour la catégorie « Maintien des actifs » et de 13 M\$ pour la catégorie « Amélioration de la qualité ».

[492] L'AQCIE-CIFQ remarque que le budget demandé pour 2018 est supérieur à celui autorisé pour l'année 2017, pour chacune des catégories. Il indique que les proportions des hausses demandées sont de 11 % pour la catégorie « Maintien des actifs » et de 89 % pour la catégorie « Amélioration de la qualité ».

[493] Dans le cas de la catégorie « Maintien des actifs », l'intervenant analyse la composante « Réseau de distribution », qui se retrouve dans la sous-catégorie Investissement à impact main-d'œuvre. Il y note une demande de 138 M\$, soit une augmentation de 25,1 M\$ (22,2 %) par rapport au budget autorisé. Selon lui, les explications du Distributeur précisent l'utilisation du budget, mais ne constituent pas une justification du montant demandé. C'est pourquoi il recommande à la Régie d'autoriser un budget de 122,4 M\$, ce qui correspond à la valeur des investissements de l'année de base 2017, y incluant les ajustements en raison des modifications à l'ASC 715. Il s'agit d'une réduction de 15,6 M\$ par rapport au budget demandé.

[494] Il recommande une réduction supplémentaire de 12,4 M\$ dans cette catégorie puisqu'il croit que le Distributeur n'a pas suffisamment justifié, pour la composante « Mesurage et relève », les deux hausses consécutives liées aux compteurs difficiles d'accès. Il propose donc d'autoriser le même budget qu'après la première hausse, soit celui autorisé pour l'année 2017.

[495] En ce qui a trait à la catégorie « Amélioration de la qualité », l'AQCIE-CIFQ juge de nouveau que le Distributeur n'a pas présenté de justification quant à l'augmentation du budget par rapport à celui autorisé pour l'année 2017. En conséquence, il recommande d'accorder le montant autorisé pour l'année 2017, soit 15,4 M\$. Il s'agit d'une réduction de 13,7 M\$ par rapport au budget demandé de 29,1 M\$.

[496] Enfin, en lien avec la catégorie « Croissance de la demande », l'AQCIE-CIFQ note que le nombre de nouveaux abonnements prévus en 2018 est similaire à celui de l'année de base 2017 et propose en conséquence d'autoriser le même budget que pour l'année 2017, soit 254,6 M\$.

[497] Pour les investissements inférieurs à 10 M\$, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'autoriser un montant global de 557,2 M\$, au lieu du montant demandé de 607 M\$ par le Distributeur.

Opinion de la Régie

[498] La Régie reconnaît que l'acuité prévisionnelle du Distributeur en matière d'investissement s'est améliorée depuis 2016.

[499] Cela étant dit, elle note, tout comme les intervenants, que les explications du Distributeur précisent les rubriques et l'utilisation du budget. Toutefois, le Distributeur ne fournit pas les justifications nécessaires quant aux hausses demandées des investissements pour ces rubriques. Or, il appartient au Distributeur de convaincre la Régie que les hausses qu'il demande sont justifiées. Dans le présent dossier, il ne réussit pas à satisfaire à ce fardeau.

[500] Ainsi, dans le cadre de la catégorie « Maintien des actifs », le budget recherché pour l'année 2018, sans l'effet des modifications à l'ASC 715, est de près de 20 M\$ plus élevé que le montant autorisé 2017, et de près de 10 M\$ plus élevé que le budget de l'année de base 2017. L'utilisation qu'entend faire le Distributeur de cet investissement est similaire aux explications des années passées et aucune explication additionnelle particulière n'est offerte pour justifier cette hausse. L'explication fournie pour la composante « Mesurage et relève » de cette catégorie n'est par ailleurs pas convaincante quant aux besoins du Distributeur.

[501] La Régie retient également les arguments de l'ACEFO et de l'AQCIE-CIFQ sur le fait qu'il n'y a pas eu de démonstration des besoins du Distributeur pour une hausse des budgets en ce qui a trait à la catégorie « Amélioration de la qualité », bien que la Régie note que les budgets de l'année de base 2017 sont plus élevés que le montant autorisé 2017. Enfin, la Régie note la légère baisse des investissements requis par le Distributeur pour la catégorie « Croissance de la demande » lorsque les budgets sont examinés sans les ajustements des modifications à l'ASC 715.

[502] La Régie juge que le Distributeur n'a pas rempli son fardeau de preuve quant à ses besoins d'investissements supplémentaires par rapport aux investissements qu'il prévoit réaliser pour l'année de base 2017, y incluant les modifications à l'ASC 715.

[503] Pour ces motifs, la Régie autorise un montant de 576 M\$ pour les investissements inférieurs à 10 M\$, soit l'équivalent du montant de l'année de base 2017 ajusté pour les modifications à l'ASC 715, ou une réduction de 31 M\$ par rapport au budget demandé pour l'année 2018.

12.3 INVESTISSEMENTS AUTORISÉS AVANT L'ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ARTICLE 73 DE LA LOI

[504] Le Distributeur souligne que les investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi sont liés à un programme d'enfouissement du réseau qui se poursuit. Il prévoit un investissement annuel de 12 M\$ jusqu'en 2022. Le Distributeur explique que ce programme a été modifié ces dernières années. Auparavant, il y avait deux volets, dont un patrimonial dans lequel le Distributeur partageait les coûts de certains travaux d'embellissement avec le gouvernement du Québec et les municipalités.

[505] Par la suite, ces programmes ont été fusionnés pour devenir le programme « Embellir les voies publiques », qui se poursuivra jusqu'en 2022²⁴³. Du montant total du programme initial de 270 M\$, une somme de 151 M\$ avait été dépensée²⁴⁴ au 30 septembre 2017.

[506] La Régie veut s'assurer que les coûts des investissements effectués par le Distributeur dans le cadre du programme d'enfouissement du réseau font toujours partie de la catégorie des investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi. Les modifications apportées au programme au cours des dernières années amènent la Régie à s'interroger à cet égard.

[507] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de lui soumettre un suivi dans le cadre du dépôt du prochain rapport annuel, faisant état de la situation relative à ce programme, particulièrement quant au traitement à lui donner.

12.4 RÉSULTATS DU BALISAGE ET INDICATEURS DE PERFORMANCE

[508] Le Distributeur a présenté, dans le dossier R-3980-2016, le résultat d'un exercice de balisage relatif au niveau des investissements. L'entreprise retenue est la firme First Quartile Consulting. Cette entreprise propose de retenir l'indicateur « Investissements annuels par rapport aux immobilisations non amorties » qui respecte les critères de la disponibilité et de la pérennité de l'information au sein des entreprises participantes, de la qualité et de la comparabilité de l'information entre les entreprises, ainsi que de l'utilité de l'indicateur pour les entreprises.

²⁴³ Pièce [A-0049](#), p. 54 et suivantes.

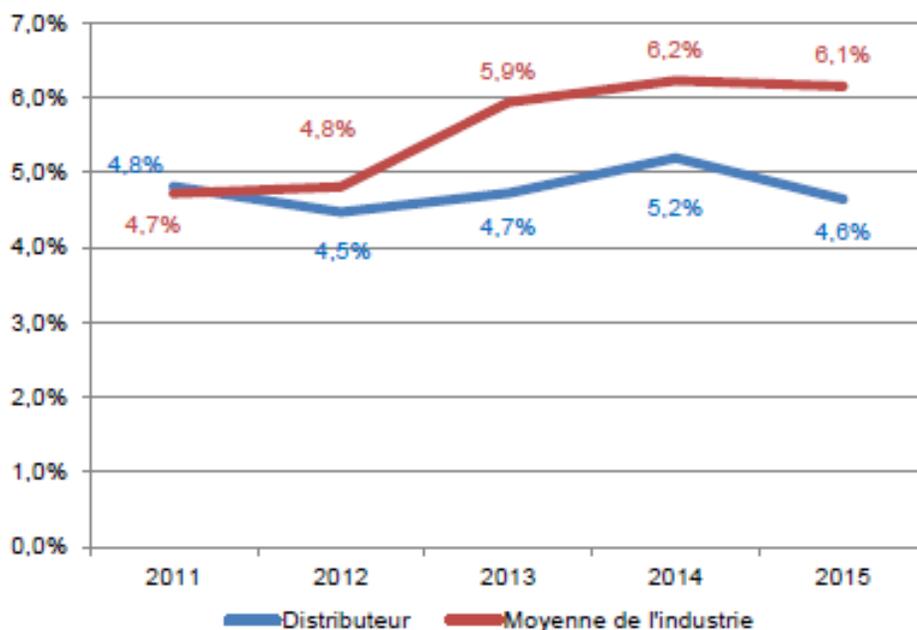
²⁴⁴ Pièce [A-0049](#), p. 89.

[509] Dans sa décision D-2017-022²⁴⁵, la Régie demande au Distributeur de continuer de présenter l'indicateur externe développé dans le cadre du balisage sur la performance des investissements lors des prochains dossiers tarifaires.

Indicateur externe relatif aux investissements

[510] Le Distributeur présente le graphique suivant, qui montre que l'indicateur de la moyenne de l'industrie est relativement stable depuis 2013, alors que celui du Distributeur décroît en 2015, après deux années d'augmentation en raison notamment du projet LAD. Il conclut que, de façon générale, l'exercice de balisage permet de constater que son niveau d'investissements est comparable à celui de la moyenne de l'industrie.

GRAPHIQUE 1
INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES –
COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L'INDUSTRIE



Source : Pièce B-0037, p. 23, figure A-1.

²⁴⁵ Dossier R-3980-2016.

[511] Cependant, le Distributeur émet des réserves à l'égard de cet indicateur. Il précise que :

« L'indicateur proposé est basé sur l'ensemble des investissements, sans égard au type d'autorisation, considérant que le processus d'autorisation pour les projets d'investissement inférieurs ou supérieurs à 10 M\$ est propre au Distributeur. De plus, aucune donnée relative aux investissements en lien avec les services à la clientèle n'étant recueillie dans l'exercice de balisage de [la firme First Quartile Consulting] FQC, l'analyse porte uniquement sur les investissements visant le réseau de distribution. Enfin, les investissements liés aux centrales de production, bâtiments, matériel roulant et autres actifs de soutien ne sont pas considérés, puisqu'ils ne sont pas directement liés aux activités du réseau, alors que les investissements liés aux logiciels tels SOGEM sont conservés »²⁴⁶.

Indicateur interne relatif aux investissements

[512] Dans le cadre du dossier R-3980-2016, le Distributeur a examiné certains indicateurs suggérés par la Régie. Sur la base de ses analyses, il arrivait à la conclusion qu'il est difficile de trouver une mesure simple d'évaluation de sa performance en matière d'investissements. Le Distributeur mentionnait dès lors qu'afin d'en arriver à une solution satisfaisante et utile, la poursuite des recherches en ce sens s'avérait nécessaire et que d'autres inducteurs devaient être explorés. À la demande de la Régie, les travaux à cet égard se sont poursuivis en 2017.

[513] Le Distributeur travaille à l'élaboration d'un indicateur reflétant l'état de santé de son réseau. Cet indicateur se décline en trois axes présentement à l'étude, soit la continuité de service, la croissance du réseau et l'état des actifs. Cet indicateur servira à illustrer les besoins d'investissements requis, notamment pour le programme d'équipements et en renouvellement des actifs.

[514] Lorsque les corrélations auront été clairement établies entre les investissements et les paramètres déterminants, le Distributeur pourra statuer s'il est possible de déterminer un indicateur ou une combinaison d'indicateurs susceptibles de définir des plages à l'intérieur desquelles les investissements futurs dans le programme d'équipements et en renouvellement des actifs devraient se situer. Le Distributeur continuera de faire le suivi de ses travaux à ce sujet dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires.

²⁴⁶ Pièce [B-0039](#), p. 23.

Opinion de la Régie

[515] En ce qui a trait aux indicateurs relatifs aux investissements, la Régie reconnaît l'effort fourni par le Distributeur pour permettre une meilleure appréciation du budget d'investissements proposé pour l'année 2018. Elle lui demande de continuer de présenter l'indicateur externe développé dans le cadre du balisage sur la performance des investissements lors des prochains dossiers d'autorisation des investissements inférieurs à 10 M\$. Pendant ce temps, la Régie juge pertinent que le Distributeur maintienne son approche actuelle de fournir des explications sur le processus de planification des investissements.

[516] C'est pourquoi la Régie demande au Distributeur de continuer à fournir l'ensemble de ces renseignements lors des prochains dossiers d'autorisation des investissements inférieurs à 10 M\$, en vertu de l'article 73 de la Loi.

13 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

13.1 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2018

[517] Le Distributeur présente ses programmes et activités en efficacité énergétique, incluant la GDP. Les budgets demandés pour 2018 sont résumés dans le tableau suivant, préparé par la Régie à partir de la preuve la plus récente du Distributeur. Ce tableau donne également les impacts attendus en économies d'énergie (GWh/an ajoutés) et en réduction de la demande de puissance à la pointe (MW)²⁴⁷.

²⁴⁷ Pièce [B-0121](#).

TABLEAU 40
BUDGETS ET IMPACTS DES PROGRAMMES ET ACTIVITÉS 2018 DU DISTRIBUTEUR
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP

	Investissement M\$	Charges M\$	Budget total M\$	Impact en énergie GWh/an	Impact à la pointe en MW
Efficacité énergétique					60*
- Marché résidentiel hors MFR	5	6	10	148	
- Offre MFR	7	0	8	5	
- Marché commercial et institutionnel	24	1	24	154	
- Marché industriel	16	1	17	139	
Réseaux autonomes	8	1	9	5	
Innovations technologiques et commerciales	1	7	8	1	
Activités communes	2	5	7		
Gestion de la demande de puissance					
- Marché résidentiel	22	4	26		86
- Marché commercial, institutionnel et industriel	1	0	1		310
TOTAUX	85	25	110	452	456

Sources : Pièces B-0121 du 24 novembre 2017, tableaux R-17.3-A, R-17.3-B et R-17.3-C, p. 5 à 9, et B-0041, p. 11, tableau 5.

* « Les interventions en économie d'énergie prévues en 2018 se traduiront par une réduction de près de 60 MW des besoins en puissance du Distributeur », pièce B-0041, p. 7.

Note générale : Les totaux et sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

[518] Par ailleurs, le Distributeur présente au tableau suivant les analyses de rentabilité des interventions en efficacité énergétique et en GDP.

TABLEAU 41
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2018)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	68	128	-42
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	119	172	-25
Marché Affaires - Industriel	73	87	1
Réseaux autonomes	32	8	19
Innovations technologiques et commerciales	-8	0	-8
Gestion de la demande en puissance	61	22	38
Activités communes	-6	0	-6
TOTAL - Interventions du Distributeur	338	417	-23

Source : Pièce B-0041, p. 16.

TCTR : Test du coût total en ressources; TP : Test du participant; TNT : Test de neutralité tarifaire.

[519] Le Distributeur précise que pour les analyses économiques de programmes de masse, comprenant des mesures génériques associées à des usages spécifiques, il est adéquat d'utiliser les coûts évités déjà calculés par usages et catégories de consommateurs²⁴⁸. Ces coûts évités sont utilisés pour les programmes d'économie d'énergie. Lorsque le Distributeur évalue des projets ou programmes spécifiques, il utilise les hypothèses et les variables les plus précises à sa disposition. Le Distributeur alloue le coût évité de la puissance sur l'horizon d'analyse, selon sa valeur annuelle. Pour ce qui est du programme « GDP Affaires », le Distributeur utilise, dès la première année d'analyse, le coût évité en puissance de long terme de 106 \$/kW-an (\$ 2015)²⁴⁹.

Position des intervenants

[520] Selon l'AHQ-ARQ, l'ensemble des interventions proposées par le Distributeur ne seraient pas rentables puisque le TNT est de -23 M\$. L'intervenant recommande que la

²⁴⁸ Pièce [B-0019](#), Annexe A.

²⁴⁹ Pièce [B-0115](#), p. 13.

Régie exige du Distributeur qu'il présente des IEE avec des TNT positifs²⁵⁰. L'intervenant est également préoccupé par les crédits consentis pour le programme de GDP. Pour tenir compte de la surestimation systématique des charges des interventions en efficacité énergétique au cours des six dernières années, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire ce poste de 8 M\$ pour l'année 2018²⁵¹.

[521] La FCEI, tout comme OC, notent que l'Institut national de santé publique du Québec ne donne pas l'appui demandé au programme des chauffe-eau interruptibles. Par conséquent, la FCEI demande que les budgets aux charges (4 M\$) et aux investissements liés au programme de « Charges interruptibles résidentielles - chauffe-eau » soient retirés du revenu requis. Elle évalue sommairement à 3 M\$ l'impact de la réduction de la base de tarification liée à ce programme sur le revenu requis, sur la base d'une capitalisation uniforme sur l'année de 20 M\$ d'actifs amortis sur 5 ans²⁵². OC remet également en question le budget réclamé de 24 M\$ pour ce programme²⁵³.

[522] Selon le ROEE, les IEE ne représentent que 0,26% des ventes totales prévues d'électricité. L'intervenant souligne que la Politique énergétique 2030 vise une économie moyenne de 15 % au cours des 15 prochaines années et en conclut que l'effort du Distributeur est environ quatre fois trop faible²⁵⁴. Le ROEE recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il aligne ses objectifs d'économies d'énergie sur la Politique énergétique 2030.

[523] SÉ présente des recommandations dans le même sens que celles du ROEE²⁵⁵.

[524] L'UC émet plusieurs commentaires sur l'utilisation des coûts évités et leur utilité ainsi que des recommandations à l'égard de la biénergie et du programme « GDP Affaires », qui sont traités à la section 8.2 de la présente décision²⁵⁶.

²⁵⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 4, §19.

²⁵¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 45 à 47.

²⁵² Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 10.

²⁵³ Pièce [C-OC-0006](#), p. 11 à 13.

²⁵⁴ Pièce [C-ROEE-0011](#), p. 10 à 15.

²⁵⁵ Pièce [C-SE-0009](#), p. 7 à 15.

²⁵⁶ Pièce [C-UC-0009](#), p. 4 à 9.

Opinion de la Régie

[525] Dans le présent dossier tarifaire, la Régie examine les IEE présentées par le Distributeur et autorise les budgets qui lui sont demandés en fonction de leur rentabilité. Dans le cadre de cet examen, elle tient compte du contexte dans lequel s'inscrivent ces interventions. Ce contexte est caractérisé par des coûts évités à la baisse, des surplus d'hydroélectricité et un portefeuille d'interventions ayant globalement un TNT négatif. Par ailleurs, elle note que les surplus d'énergie proviennent d'une source non émettrice de GES. Ces constats sont pris en compte par la Régie.

[526] Par ailleurs, la Régie considère qu'il est prématuré d'établir des orientations pour le Distributeur, lesquelles pourraient avoir un impact tarifaire à la hausse, tant qu'elle n'aura pas statué sur le plan directeur de TEQ.

[527] La Régie constate que la présentation du budget en GDP exclut toutes les sommes versées à titre de compensation financière, le Distributeur les considérant comme un approvisionnement. Les coûts de la biénergie et du tarif DT ne font pas non plus partie du portrait des interventions en GDP puisqu'il s'agit de tarifs. Par ailleurs, le Distributeur établit à 60 MW l'impact en puissance de ses IEE, mais ne précise pas comment il a établi cette valeur, ni comment il en tient compte dans les analyses économiques.

[528] En ce qui a trait aux tableaux budgétaires, la Régie demande au Distributeur de présenter désormais les valeurs détaillées en M\$, avec une décimale, afin de faciliter l'analyse des budgets et la conciliation des totaux avec les valeurs ventilées.

[529] La Régie a examiné l'offre de programmes d'économies d'énergie destinés aux ménages à faible revenu, ainsi que ceux destinés aux marchés Affaires, commercial, institutionnel et industriel. Elle s'en déclare satisfaite. **Elle en approuve les budgets ainsi que ceux destinés à l'innovation technologique et commerciale, pour un total de 57 M\$ dont 9 M\$ en charges et 48 M\$ en investissements.**

[530] La Régie note toutefois que le Distributeur ne calcule plus, depuis 2012, l'évolution des économies tendanciennes dans le suivi de ses programmes, ce que le Distributeur explique comme suit :

« [...] l'information concernant l'efficacité énergétique tendancielle, en effet, on ne la dépose plus depuis qu'on a changé nos modèles de prévisions. À l'époque

on avait des modèles de prévisions qu'on prévoyait sans efficacité énergétique, puis on venait, suite à ça, retrancher à la marge qu'est-ce qui était efficacité énergétique, autant le tendanciel que les programmes qui étaient associés.

Depuis notre modification de modèle au niveau de la prévision, en deux mille douze (2012) ... bien, en tout cas, dans le cadre du dernier plan qu'on avait annoncé, nos modèles, c'est des modèles qui sont à usages finaux, et qu'on prévoit, directement par secteur de consommation, la consommation nette de l'efficacité énergétique. Et à cause de cette nouvelle modélisation là, on n'a plus besoin de suivre et de comprendre si l'efficacité énergétique provient tendancielle ou par programme, ça fait qu'on n'est plus en mesure de fournir cette information-là »²⁵⁷.

[nous soulignons]

[531] Le Distributeur indique également qu'aujourd'hui, le déploiement des programmes d'efficacité énergétique est effectué par sa division Clientèle, dans l'objectif de les rapprocher le plus possible des clients. Selon le Distributeur, c'est cette division qui connaît les clients, qui les rencontre et qui est capable de concevoir les programmes de la façon la plus appropriée pour répondre à leurs besoins²⁵⁸.

[532] **La Régie note que les modifications importantes qui ont été apportées à la conception, au déploiement, et au suivi des programmes font en sorte que le Distributeur ne calcule plus l'évaluation des économies tendancielle. La Régie demande au Distributeur de lui présenter, dès le rapport annuel 2017, sa nouvelle méthodologie de suivi interne des programmes. La Régie souhaite revoir dans le prochain dossier tarifaire les paramètres en vertu desquels les programmes d'efficacité énergétique sont établis, notamment les gains unitaires ou les situations de référence qui doivent tenir compte des économies tendancielle.**

13.2 ENJEUX SPÉCIFIQUES DE CERTAINS PROGRAMMES

13.2.1 RÉSEAUX AUTONOMES

[533] En ce qui a trait aux RA, la Régie avait noté, dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement 2017-2026, que les programmes de sensibilisation à la pointe ont

²⁵⁷ Pièce [A-0051](#), p. 220.

²⁵⁸ Pièce [A-0051](#), p. 247 et 248.

des impacts « qualitatifs » « dont l'effet sur la demande en puissance à la pointe est non défini »²⁵⁹. La Régie est d'avis qu'une gestion rigoureuse des budgets consacrés à l'efficacité énergétique doit se baser sur le principe que ce qui ne peut pas se mesurer avec des hypothèses vérifiables, ne peut être ni contrôlé, ni évalué, ni amélioré. Elle encourage donc le Distributeur à mieux cibler ses interventions.

[534] Tenant compte de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, mais aussi des nouvelles données concernant l'impact des équipements mécaniques dans les résidences²⁶⁰, la Régie accorde l'intégralité du budget demandé de 9 M\$. Elle demande au Distributeur de se conformer aux exigences suivantes :

- **qu'un audit énergétique soit rapidement effectué sur place, pour chacun des 14 villages du Nunavik et que ses résultats soient présentés lors du prochain dossier tarifaire;**
- **que cet audit énergétique inclut, notamment, un potentiel d'efficacité énergétique des équipements mécaniques des bâtiments, des usages thermiques de l'électricité (chauffage d'appoint) et un potentiel de récupération de chaleur de la production d'électricité;**
- **que l'audit identifie des mesures d'efficacité énergétique et de GDP et les quantifie avec des objectifs précis ainsi qu'un plan de déploiement et de suivi des impacts.**

13.2.2 PROGRAMMES DE GESTION DE LA PUISSANCE

[535] Le Distributeur envisage toujours de mettre en œuvre un programme de Charges interruptibles résidentielle. Il évalue différentes solutions qui lui permettraient d'obtenir le soutien des parties prenantes, tels que l'Institut national de la santé publique du Québec et la Régie du bâtiment, pour la mise en œuvre d'une intervention avec les chauffe-eau.

[536] Par ailleurs, selon les résultats du projet pilote de charges de chauffage central interruptibles, le Distributeur pourrait lancer un programme à cet effet dans le courant de l'année 2018.

²⁵⁹ Dossier R-3986-2016, pièce [B-0063](#), p. 7.

²⁶⁰ Pièce [A-0060](#), p. 165 et 166.

[537] En réponse à la Régie, le Distributeur indique :

« Le seul programme de gestion de la demande en puissance présentement en exploitation est le programme GDP Affaires. Les charges interruptibles résidentielles de chauffage sont soit à l'étape de projet de démonstration (chauffage à plinthes), à l'état de projet pilote complété (biénergie interruptible et mesures comportementales avec chauffage d'appoint non électrique), ou encore, de projet pilote en développement (chauffage central interruptible). Quant au programme de chauffe-eau interruptibles, les discussions se poursuivent avec les parties prenantes »²⁶¹.

[538] La Régie note, tout comme la FCEI et OC, que le Distributeur n'a toujours pas les appuis demandés de la part de l'Institut national de la santé publique du Québec.

[539] Considérant l'incertitude et l'absence de précisions sur l'utilisation du budget de 24 M\$ réclamé pour les Charges interruptibles résidentielles, la Régie refuse ce budget (impact de 3,1 M\$ sur le revenu requis).

[540] Compte tenu de sa décision concernant le programme « GDP Affaires » dont elle traite à la section 8.2 de la présente décision, la Régie demande au Distributeur de réviser à la baisse le budget alloué à ce programme, notamment son volet « Commercialisation »²⁶².

[541] La Régie encourage toutefois le Distributeur à poursuivre sa veille technologique et la conception de projets pilotes dans ce domaine. C'est la raison pour laquelle **elle accorde l'intégralité du budget demandé pour l'innovation technologique et commerciale.**

[542] Par ailleurs, la Régie accorde un budget de 7 M\$, sur les 8 M\$ demandés, pour les Activités communes. La réduction de 1 M\$ est en lien avec la réduction des IEÉ pour le marché résidentiel hors MFR.

²⁶¹ Pièce [B-0127](#), p. 76.

²⁶² Pièce [B-127](#), p. 76, R-27.1.

13.2.3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - MARCHÉ RÉSIDENTIEL HORS MFR

[543] La Régie note qu'aucun intervenant représentant les consommateurs résidentiels ne se prononce sur les interventions d'économies d'énergie dans ce marché, à part les mesures visant les MFR.

[544] Dans sa décision D-2017-022, la Régie prenait acte du virage des IEÉ vers les activités de promotion et de sensibilisation menant à des changements de comportement durables, plutôt que vers l'utilisation de programmes de subventions²⁶³.

[545] La Régie reconnaît que le Distributeur n'est pas obligé de verser des subventions afin de se créditer des économies d'énergie. Cela étant dit, elle s'attend néanmoins à une démonstration rigoureuse de l'impact des campagnes de promotion et de sensibilisation dans l'évaluation d'influence sur le marché.

[546] La Régie observe l'évolution suivante des coûts et des impacts des programmes du marché Résidentiel (excluant l'offre aux MFR)²⁶⁴ :

- 2016 : 7 M\$ pour 199 GWh/an ajoutés ou 3,52 ¢/kWh annuel ajoutés;
- 2017 : 11 M\$ pour 133 GWh/an ajoutés ou 8,27 ¢/kWh annuel ajoutés;
- 2018 : 10 M\$ pour 148 GWh/an ajoutés ou 6,75 ¢/kWh annuel ajoutés.

[547] L'abandon des programmes d'aides financières visant l'implantation de mesures d'efficacité énergétique est accompagné d'une certaine baisse des économies annuelles ajoutées, mais pas d'une baisse des budgets. Bien au contraire, il y a hausse significative du budget consacré au marché Résidentiel hors MFR. Il y a donc une hausse encore plus importante du coût unitaire des économies d'énergie. Cette hausse est préoccupante si la durée de vie des économies découlant des interventions en promotion et de sensibilisation n'est pas supérieure à celle des mesures auparavant implantées.

[548] Considérant la hausse du budget consacré au marché Résidentiel, associée à une baisse des économies d'énergie ajoutées, la Régie accorde une attention particulière au caractère durable des économies générées par les activités de promotion et de

²⁶³ Décision [D-2017-022](#), p. 142, par. 523.

²⁶⁴ D'après la pièce [B-0121](#), p. 6 et 8, tableaux R-17.3-B et R-17.3-C.

sensibilisation ainsi qu'au processus de suivi et de vérification permettant d'en évaluer l'impact en GWh annuels ajoutés.

[549] La Régie examine l'influence du Distributeur dans la transformation du marché de l'éclairage, ce qu'elle avait commencé à faire dans le cadre du Rapport annuel 2016. Elle s'est notamment interrogée sur les conclusions du Distributeur qui juge son influence considérable à la suite de cette évaluation²⁶⁵, alors que de nombreux autres facteurs d'influence interviennent dans les technologies d'éclairage, que ce soit à l'échelle provinciale, nationale, mais surtout mondiale et qu'aucun balisage avec les autres marchés ne vient confirmer les conclusions du Distributeur²⁶⁶.

[550] Par ailleurs, les réponses du Distributeur, en audience, sur les économies générées n'ont pas convaincu la Régie. En effet, la Régie a examiné avec attention les prétentions du Distributeur quant aux économies d'énergie générées par les activités de promotion et de sensibilisation, particulièrement celle à l'effet que le regroupement de ces activités agissaient comme un effet de levier²⁶⁷. Interrogé à quantifier cet effet ou à savoir s'il avait été mesuré, le Distributeur ne peut y répondre précisément²⁶⁸. L'effet de levier invoqué par le Distributeur n'est pas démontré à l'aide d'études ou d'analyses²⁶⁹.

[551] Enfin, elle juge étonnante la position du Distributeur à l'effet qu'il puisse évaluer son influence sur la transformation du marché de l'efficacité énergétique alors qu'il n'est plus en mesure de fournir l'influence de la tendance du marché sur l'évolution de l'efficacité énergétique²⁷⁰.

[552] Par ailleurs, dans le contexte où les interventions du Distributeur en efficacité énergétique sont appelées à faire partie d'un ensemble qui devra être coordonné avec le plan directeur de TEQ, la Régie s'interroge sur la pertinence de continuer d'investir dans de telles évaluations séparément et uniquement du point de vue du Distributeur.

²⁶⁵ Rapport annuel 2016, pièce [HOD-12, doc.1](#), p. 30.

²⁶⁶ Pièce [B-0115](#), p. 31 à 34.

²⁶⁷ Dans le présent dossier, le Distributeur précise que « le regroupement de plusieurs activités de sensibilisation au sein d'une intervention structurée explique la croissance de l'impact énergétique des activités de sensibilisation. Le regroupement agit comme un levier en multipliant les informations auxquelles le client a accès, et ce, présentées de manière plus accessible et conviviale », pièce [B-0127](#), p. 85.

²⁶⁸ Pièce [A-0061](#), p. 29 et suivantes.

²⁶⁹ Pièce [B-0115](#).

²⁷⁰ Pièce [A-0051](#), p. 219 et 220.

[553] Le portrait d'ensemble des programmes de promotion du Distributeur n'a pas rassuré la Régie quant à de possibles problèmes de chevauchement entre eux, mais aussi avec ceux d'autres organismes des gouvernements fédéral, provincial ou d'entreprises privées qui peuvent conduire à une surévaluation des impacts énergétiques réels, si l'impact de chaque programme est évalué séparément et qu'ils sont additionnés.

[554] Le Distributeur annonce qu'il effectue actuellement une évaluation de son influence sur la transformation du marché des portes et fenêtres.

[555] La Régie s'attend à ce que cette évaluation justifie le fait que le Distributeur intervienne dans ce marché, avec son propre budget, compte tenu du fait que plusieurs autres organisations interviennent sur ce même marché, incluant les deux paliers de gouvernement avec leurs propres budgets²⁷¹.

[556] Ainsi, la Régie a posé plusieurs questions pour tenter de comprendre les objectifs précis, les différences et les chevauchements possibles entre les nombreux programmes de promotion et de sensibilisation du Distributeur mentionnés dans la preuve. Les réponses reçues ont dressé un portrait de moins en moins clair de la situation. La Régie a par exemple appris que le programme Sensibilisation intégrée comprenait plusieurs anciens programmes mais aussi « *le modèle d'affaires présentement à l'essai avec certains détaillants* »²⁷². Par ailleurs, interrogé sur les objectifs visés par un programme visant spécifiquement la promotion des thermopompes de piscines, le Distributeur indique:

*« Le Distributeur vise à rejoindre le plus grand nombre de clients possédant une piscine ou en considérant l'achat, et ce, afin de les inciter à choisir des produits efficaces et à adopter des gestes éconergétiques dans la gestion et l'utilisation de leur piscine »*²⁷³.

²⁷¹ Notons qu'à la pièce B-0169, le Distributeur précise qu'il ne s'attribue aucune économie d'énergie pour ce programme.

²⁷² Pièce [B-0127](#), p. 85.

²⁷³ Pièce [B-0127](#), p. 89.

[557] La Régie demeure perplexe quant à la possibilité d'estimer l'impact d'un tel programme de promotion, et donc sa rentabilité, puis d'en suivre les résultats et de les évaluer alors qu'à sa conception même aucun objectif quantitatif clair et précis ne semble avoir été établi. La Régie s'interroge aussi sur le fait qu'un montant de 260 k\$ (50 % de 516 900 \$) ait été investi dans un projet pilote de démonstration sans aucune étude préalable d'opportunité d'affaires²⁷⁴.

[558] La Régie souhaite que le plan directeur attendu de TEQ permette de clarifier ces questions.

[559] Pour les motifs exposés plus haut, la Régie réduit le budget réclamé pour les interventions en efficacité énergétique dans le marché Résidentiel hors MFR de 4 M\$ au niveau des investissements et de 4 M\$ au niveau des charges.

13.3 BUDGET GLOBAL EN IEÉ APPROUVÉ EN 2018

[560] Pour l'ensemble des motifs mentionnés à la présente section, la Régie autorise un budget global pour l'ensemble des IEÉ de 60 M\$ en investissements et de 17 M\$ en charges, pour un montant total de 77 M\$, détaillé au tableau suivant.

²⁷⁴ Pièce [B-0127](#), p. 90.

TABLEAU 42
BUDGETS 2018 AUTORISÉS PAR LA RÉGIE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP

	Investissement M\$ Autorisé	Charges M\$ Autorisé	Budget total M\$ Autorisé
Efficacité énergétique			
- Marché résidentiel hors MFR	1	1	3
- Offre MFR	7	0	8
- Marché commercial et institutionnel	24	1	24
- Marché industriel	16	1	17
Réseaux autonomes	8	1	9
Innovations technologiques et commerciales	1	7	8
Activités communes	2	6	8
Gestion de la demande de puissance			
- Marché résidentiel	1	1	2
- Marché commercial, institutionnel et industriel	1	0	1
TOTAUX	60	17	77

Note générale : Les totaux et sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

14 REVENUS REQUIS

[561] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les revenus requis au montant de 11 933,5 M\$ pour l'année témoin 2018. Conformément à la décision D-2014-034, ce montant est subséquemment ajusté à 11 949,1 M\$, afin de tenir compte de la mise à jour du 5 décembre 2017 du coût de la dette pour un montant de 15,6 M\$ (voir la section 10.5) pour l'année témoin 2018.

[562] Le tableau suivant présente le détail des revenus requis pour les années 2016 à 2018.

TABLEAU 43
REVENUS REQUIS 2018

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Achats d'électricité	6 216,9	5 811,7	5 960,8	6 058,7	247,0	4,3 %
Service de transport	2 750,9	2 863,9	2 863,9	2 965,3	101,4	3,5 %
Distribution						
Charges brutes directes	968,3	902,9	907,4	1 158,4	255,5	28,3 %
Charges de services partagés	550,8	534,4	545,6	597,9	63,5	11,9 %
Coûts capitalisés	(334,7)	(301,3)	(324,3)	(372,4)	(71,1)	23,6 %
Charges d'exploitation	1 184,4	1 136,0	1 128,7	1 383,9	247,9	21,8 %
Achats de combustible	69,5	86,5	86,5	94,8	8,3	9,6 %
Amortissement et déclassement	641,2	905,8	918,4	755,4	(150,4)	(16,6 %)
Comptes d'écarts et de reports	(8,6)	0,0	0,0	(3,5)	(3,5)	
Taxes	81,9	114,5	114,5	96,5	(18,0)	(15,7 %)
Autres charges	784,0	1 106,8	1 119,4	943,2	(163,6)	(14,8 %)
Autres composantes du coût des ASF			1,2	(203,8)	(203,8)	
Frais corporatifs	29,9	31,8	30,0	36,1	4,3	13,5 %
Rendement de la base de tarification	708,8	741,5	698,5	765,7	24,2	3,3 %
Total Distribution	2 707,1	3 016,1	2 977,8	2 925,1	(91,0)	(3,0 %)
Total	11 674,9	11 691,7	11 802,5	11 949,1	257,4	2,2 %

Sources : Pièces B-0020, p. 6 à 8, et B-0146, p. 5 et 7.

Note 1 : La décision D-2017-022 (p. 121, par. 449, et p. 126, par. 467) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 30,0 M\$ et de la charge d'amortissement de 15,0 M\$, ainsi que les ajustements organisationnels suivants :

- Masse salariale de -0,4 M\$ (pièce B-0026, p. 5);
- Autres charges directes de -1,7 M\$ (pièce B-0027, p. 5);
- Charges de services partagés de 1,7 M\$ (pièce B-0028, p. 6);
- Coûts capitalisés de -0,9 M\$ (pièce B-0030, p. 5);
- Autres revenus de 1,3 M\$ (pièce B-0042, p. 3).

ASF : Avantages sociaux futurs.

[563] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2018 sont en hausse de 257,4 M\$ (2,2 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2017.

[564] Excluant l'impact de 57,7 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1), les revenus requis seraient en hausse de 315,1 M\$ (2,7 %) en 2018 par rapport au montant autorisé en 2017.

[565] Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 242,2 M\$ des achats d'électricité, de 149,3 M\$ des coûts du service de transport et de 36,4 M\$ des activités de distribution. Cette augmentation est compensée par une diminution de 112,8 M\$ relative à la charge d'amortissement des soldes du compte de nivellement pour les aléas climatiques²⁷⁵.

[566] Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 11 822,1 M\$ pour l'année témoin 2018, comme présenté au tableau suivant.

²⁷⁵ Pièces [B-0162](#), p. 3, tableau E-15 (241,8 M\$), et [B-0146](#), p. 5 et 7 (15,6 M\$).

TABLEAU 44
ESTIMATION DES REVENUS REQUIS AUTORISÉS EN 2018

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandés</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnus</i>
Achats d'électricité			
Compte de <i>pass-on</i> 2017 (voir les sections 4.5 et 8.3)		(10,8)	
Retrait des achats d'électricité - Programme Conversion à l'électricité (voir la section 8.3) ¹		(18,3)	
Programme GDP-Affaires (voir les sections 8.2 et 8.3)		(2,4)	
Ajustement des contrats spéciaux (voir la section 8.3)		3,3	
Total		(28,2)	
Service de transport (voir la section 9)			(32,5)
Charges d'exploitation (voir la section 10.1.3)			(42,5)
<i>Dont le retrait du compte d'écarts et des charges d'exploitation - Programme Conversion à l'électricité (-0,5 M\$) ¹</i>			
Autres charges			
Achats de combustible (voir la section 10.2.1)		(12,3)	
Amortissement (voir la section 10.2.2)		(10,0)	
Retrait de l'amortissement -Programme Conversion à l'électricité (voir la section 10.2.2) ¹		(1,0)	
Retrait du compte d'écarts -Programme Conversion à l'électricité (voir la section 10.2.3) ¹		3,5	
Total		(19,8)	
Rendement de la base de tarification (voir la section 10.5)			(4,0)
<i>Dont le retrait du rendement de la base de tarification - Programme Conversion à l'électricité (-0,9 M\$) ¹</i>			
Revenus requis	11 949,1	(127,0)	11 822,1

Note 1 : Retrait des revenus requis 2018 totalisant -17,2 M\$, à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6).

[567] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis 2018, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis 2018 ainsi ajustés, au plus tard le 15 mars 2018 à 12 h.

15 REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

15.1 REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[568] Les revenus autres que ceux provenant des ventes d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 164,6 M\$ pour l'année autorisée 2017 à 146,0 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une baisse de 18,6 M\$ (-11,3 %). Cette baisse provient essentiellement de la facturation externe, laquelle passe de 81,4 M\$ en 2017 à 62,7 M\$ en 2018, une baisse de 18,7 M\$ (-23,0 %).

[569] Le tableau suivant présente le détail des revenus autres que les ventes d'électricité pour les années 2016 à 2018.

TABLEAU 45
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i> <i>ajustée¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Facturation externe émise	87,1	81,4	73,9	62,7	(18,7)	(23,0 %)
Facturation interne émise	79,9	83,0	81,1	83,0	0,0	0,0%
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,2	0,2	0,3	0,3	0,1	50,0%
Total	167,2	164,6	155,3	146,0	(18,6)	(11,3 %)

Source : Pièce B-0042, p. 3.

Note 1 : La décision D-2017-022 inclut un ajustement organisationnel de -1,3 M\$.

Facturation externe émise

[570] Les revenus de la facturation externe passent d'un montant autorisé de 81,4 M\$ en 2017 à 62,7 M\$ pour l'année témoin 2018, une baisse de 18,7 M\$ (-23,0 %). Cette baisse provient en bonne partie d'une diminution des revenus de frais d'administration, qui passent de 48,4 M\$ en 2017 à 37,3 M\$ en 2018, une baisse de 11,1 M\$ (-22,9 %).

[571] La baisse des frais d'administration provient principalement de la diminution du niveau d'inventaire des comptes à recevoir actifs sur lesquels ils sont calculés. Cette

diminution est attribuable aux températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017 ainsi qu'à la gestion active, par le Distributeur, des comptes à recevoir²⁷⁶.

[572] À propos de l'impact des hivers doux sur la prévision des revenus de frais d'administration, la FCEI estime qu'un ajustement climatique doit être appliqué à la prévision. Considérant que le passage d'un historique de deux hivers froids à un historique de deux hivers doux a eu un impact total de 12 M\$ sur les frais d'administration, elle évalue à 3 M\$ l'impact du passage d'un hiver doux à un hiver normal. La FCEI recommande donc à la Régie de rehausser les revenus en frais d'administration de 3 M\$ pour les porter à 40,3 M\$²⁷⁷.

[573] Interrogé par la Régie à ce sujet, le Distributeur explique que la prévision des revenus des frais d'administration pour l'année témoin est établie selon la prévision de l'année de base, laquelle s'appuie sur l'évolution des comptes à recevoir de l'année historique. Cette prévision est par la suite ajustée de la variation de la prévision des ventes de l'année témoin par rapport à l'année de base. Puisque la prévision des ventes de l'année témoin 2018 est établie selon la normale climatique, la prévision des frais d'administration pour 2018 en tient donc compte.

[574] Le Distributeur indique que l'impact de la hausse des ventes de l'année témoin 2018 par rapport à l'année de base 2017 sur les frais d'administration 2018 est de 0,7 M\$. Il précise que cet élément n'a pas été mentionné en réponse aux questions 19.1 à 19.6 de la DDR de la FCEI à la pièce B-0087, puisque seuls les éléments d'explication ayant un impact significatif ont été précisés²⁷⁸.

[575] La Régie comprend de l'intervention de la FCEI qu'à la suite du retour à la normale après deux hivers doux, les frais d'administration devraient augmenter d'environ 3,0 M\$ plutôt que de 0,7 M\$ tel qu'indiqué par le Distributeur. D'après l'analyse de l'intervenante, historiquement, les frais d'administration ont réagi plus fortement que les ventes aux variations de la rigueur des hivers.

²⁷⁶ Pièce [B-0042](#), p. 3 et 4.

²⁷⁷ Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 12

²⁷⁸ Pièce [B-0127](#), p. 38 et 39.

[576] Par ailleurs, le Distributeur explique que le changement apporté au 1^{er} avril 2017 à l'application des frais d'administration²⁷⁹ a eu un impact à la baisse sur les frais d'administration. Il évalue cet impact à 3,0 M\$ entre le montant reconnu de 2017 et celui de l'année témoin 2018²⁸⁰.

[577] La Régie retient l'analyse de la FCEI au sujet d'un impact total de 3,0 M\$ dû à un retour à la normale après deux hivers doux et considère, comme l'intervenante, que le Distributeur doit appliquer un ajustement climatique à sa prévision des revenus de frais d'administration. **Le Distributeur ayant déjà appliqué, à ce titre, un ajustement de 0,7 M\$ à sa prévision, la Régie lui demande de faire un ajustement supplémentaire de 2,3 M\$.**

[578] **En conséquence, la Régie approuve pour l'année témoin 2018 un budget total de 39,6 M\$ pour les revenus de frais d'administration.**

[579] Finalement, les modifications proposées par le Distributeur aux frais généraux, dans le cadre de sa demande relative à la modification des *Conditions de service d'électricité* et des frais afférents d'Hydro-Québec, expliquent les changements entre les montants de l'année témoin 2018 et les montants autorisés en 2017 des rubriques suivantes, pour un total de -7,6 M\$:

- Frais de gestion et d'ouverture de dossier (-3,5 M\$);
- Frais de mise sous tension (0,8 M\$);
- Frais d'interruption de service (-2,7 M\$);
- Divers (-2,2 M\$), y compris les frais mensuels de relève facturés au client nécessitant un déplacement pour effectuer la relève d'un compteur.

[580] **La Régie approuve un budget de 65,0 M\$ pour la Facturation externe pour l'année témoin 2018, comprenant le budget de 39,6 M\$ pour les frais d'administration, tel qu'indiqué plus haut.**

[581] **En conclusion, la Régie approuve un budget de 148,3 M\$ pour les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année 2018.**

²⁷⁹ Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), p. 204, par. 783.

²⁸⁰ Pièce [B-0087](#), p. 58.

15.2 RABAIS SUR VENTES - MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[582] Le Rabais sur ventes, correspondant au soutien à la consommation courante qui découle de l'entente personnalisée volet B pour les MFR, est présenté en réduction des ventes d'électricité depuis le dossier tarifaire 2016-2017²⁸¹. Le tableau suivant présente les rabais sur vente pour les années 2016 à 2018.

TABLEAU 46
RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Rabais sur ventes - MFR	(12,3)	(14,0)	(12,7)	(18,3)	(4,3)	30,7%

Source : Pièce B-0042, p. 5.

[583] Le Rabais sur ventes MFR prévu pour l'année témoin 2018 s'élève à 18,3 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 4,3 M\$ (30,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2017.

[584] Selon le Distributeur, la hausse du Rabais sur ventes pour l'année témoin 2018 s'explique par la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018, ainsi que par l'offre d'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu. Il mentionne que l'intégration de ces deux mesures en 2018 explique une hausse de 4,8 M\$ du Rabais sur ventes MFR, entre le montant demandé en 2017 et celui de l'année témoin 2018. Cette hausse de 4,8 M\$ est attribuable aux éléments suivants :

- le chevauchement des deux méthodes de radiation pendant la période de transition (3,6 M\$);
- les radiations supplémentaires générées par les ententes de paiement non respectées (1,2 M\$)²⁸².

²⁸¹ Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), p. 126, par. 470.

²⁸² Pièce [B-0080](#), p. 60 et 61.

[585] **La Régie approuve le budget de 18,3 M\$ demandé par le Distributeur au titre des Rabais sur ventes pour les ménages à faible revenu pour l'année témoin 2018.**

16 RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[586] Le Distributeur soumet la répartition de son coût de service par catégories de consommateurs, ainsi qu'une version révisée²⁸³ par la suite. Il n'apporte aucune modification aux méthodes applicables pour l'année témoin projetée 2018²⁸⁴.

[587] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service déposée à la pièce B-0103 par le Distributeur.**

17 TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2018-2019

17.1 **OPTIONS D'AJUSTEMENT TARIFAIRE TENANT COMPTE DE LA VARIATION DES COÛTS**

[588] Le Distributeur propose, pour l'année 2018-2019, une hausse uniforme des tarifs de 1,1 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance, pour lesquels l'ajustement est de 0,8 %, étant donné qu'ils ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

[589] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur affirme que l'application d'ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts pourrait entraîner une évolution instable des tarifs.

[590] De plus, le Distributeur soutient qu'une telle approche irait à l'encontre des efforts de rééquilibrage des tarifs généraux en faveur du tarif M et de la volonté de maintenir des tarifs industriels concurrentiels. Cette approche serait également contraire au principe de

²⁸³ Pièces [B-0045](#) et [B-0103](#).

²⁸⁴ Pièce [B-0002](#), p. 4.

la stabilité et de la prévisibilité des tarifs, ainsi qu'à l'interprétation de la Régie du Décret 1164-2007 à l'effet de ne pas procéder à une modification différenciée des tarifs de façon brusque et déséquilibrée²⁸⁵.

[591] Enfin, le Distributeur souligne :

« Dans un dossier tarifaire, les intervenants ont l'occasion de se prononcer sur les ajustements différenciés par catégories de consommateurs en fonction du résultat émanant de l'exercice de répartition des coûts. On peut constater au fil des dossiers tarifaires que leur position a évolué en fonction des années, selon que ces ajustements différenciés étaient, ou non, à leur avantage »²⁸⁶.

[592] Selon l'ACEFQ, la proposition du Distributeur représente une façon raccourcie et incomplète de tenir compte des coûts propres à chacune des catégories de consommateurs et ne constitue pas une approche équitable d'ajustement tarifaire pour 2018-2019.

[593] L'intervenante présente différents scénarios, dont celui d'un gel des tarifs domestiques, mais conclut qu'il ne serait pas raisonnable d'ajuster les tarifs des différentes catégories de consommateurs en fonction strictement de la variation de leurs coûts, ni de geler le tarif d'une catégorie de consommateurs en augmentant de façon importante le tarif d'une autre catégorie²⁸⁷.

[594] L'ACEFQ propose plutôt des ajustements différenciés maintenant un écart relativement faible entre les différentes hausses, afin d'assurer une évolution stable des tarifs. Cela se traduit par une hausse de 0,9 % aux tarifs domestiques, 1,2 % au tarif L et de 1,3 % aux tarifs généraux.

[595] L'AQCIE-CIFQ appuie la position du Distributeur en faveur d'une hausse tarifaire uniforme. Il se dit préoccupé par les résultats produits par les méthodes de répartition des coûts, soulignant que le mécanisme de répartition des coûts a été établi dans un contexte différent du contexte actuel.

²⁸⁵ Pièce [B-0127](#), p. 53 à 54.

²⁸⁶ Pièce [B-0127](#), p. 52.

²⁸⁷ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 22.

[596] L'intervenant soulève que les modifications apportées à la méthode de répartition du coût des approvisionnements et du coût du service de transport ont eu pour effet d'augmenter la portion des coûts alloués aux clients du tarif L. De plus, il considère que l'effacement à la pointe des clients adhérant à l'option d'électricité interruptible devrait être pris en compte dans la répartition du coût de transport alloué au tarif L²⁸⁸.

[597] En argumentation, l'AQCIE-CIFQ rappelle que dans le cadre de la décision D-2016-033, après avoir examiné l'opportunité de procéder à des hausses tarifaires différenciées, la Régie avait opté pour une hausse uniforme. Selon l'intervenant, la situation des grandes entreprises qui prévalait en 2016 prévaut encore aujourd'hui²⁸⁹.

[598] L'AQCIE-CIFQ souligne que certains intervenants représentant la clientèle domestique reviennent toutefois à la charge cette année, l'impact des coûts de service étant revenu à ce qu'il avait été en 2016.

« En deux mille dix-huit (2018), les domestiques obtiendraient une diminution de zéro virgule quatre (0,4) pendant que les industriels augmenteraient de cinq virgule huit (5,8), mais en deux mille dix-sept (2017), entre les deux, c'est le domestique qui aurait augmenté de trois point sept (3.7) puis l'industriel qui aurait été réduit de cinq virgule six (5,6) »²⁹⁰.

[599] Aussi, l'intervenant recommande le maintien de la pratique établie depuis plusieurs années consistant à décréter des hausses tarifaires uniformes, rappelant que sa position est cohérente avec celle qu'il avait au dernier dossier tarifaire, alors que des ajustements différenciés auraient mené à une diminution du tarif L²⁹¹.

[600] L'UC recommande de procéder à des ajustements tarifaires différenciés selon la variation des coûts. Selon elle, la proposition du Distributeur va à l'encontre du principe de la causalité des coûts et à l'encontre du principe d'interfinancement dont bénéficie la clientèle domestique²⁹².

²⁸⁸ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0021](#), p. 9 et 10.

²⁸⁹ Pièce [A-0068](#), p. 225.

²⁹⁰ Pièce [A-0068](#), p. 226.

²⁹¹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0021](#), p. 8.

²⁹² Pièce [C-UC-0009](#), p. 20.

[601] L'UC note qu'elle avait fait la même recommandation dans le dossier R-3933-2015. La Régie ne l'avait pas retenue, notamment en raison de la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L depuis 2013, considérant le déclin notable des volumes d'électricité vendus au tarif L et le contexte économique²⁹³.

[602] L'UC rappelle que, dans son récent avis A-2017-01²⁹⁴ (l'Avis), la Régie concluait plutôt que le tarif L demeure toujours parmi les plus bas de la fourchette par rapport aux tarifs industriels offerts sur les marchés nord-américains et internationaux. Ainsi, les craintes exprimées par la Régie dans sa décision D-2016-033 ne semblent plus d'actualité.

[603] Si la Régie devait retenir la proposition de hausse soumise par le Distributeur, l'indice d'interfinancement en faveur des clients domestiques continuerait de se dégrader et passerait à 85,4 %. L'UC soumet que l'interfinancement en faveur de la clientèle domestique doit être non seulement maintenu, mais ramené à la balise initiale de 80 %.

[604] En conséquence, l'UC recommande à la Régie de procéder à des ajustements tarifaires différenciés selon la variabilité des coûts, justifiant une hausse de 5,8 % au tarif L et une réduction de 0,4 % aux tarifs domestiques²⁹⁵.

Opinion de la Régie

[605] Le Distributeur propose une hausse uniforme des tarifs, appuyée par l'AQCIE-CIFQ.

[606] L'ACEFQ et l'UC recommandent plutôt des ajustements différenciés, reflétant partiellement ou entièrement la variation des coûts.

[607] La Régie procède à un examen minutieux des méthodes et du résultat de la répartition du coût de service présentés par le Distributeur.

[608] Selon ce dernier, les méthodes et les facteurs de répartition utilisés sont toujours adéquats et il n'y a pas d'éléments nouveaux qui justifient une révision.

²⁹³ Pièce [C-UC-0018](#), p. 6.

²⁹⁴ Dossier R-3972-2016, Avis [A-2017-01](#).

²⁹⁵ Pièce [C-UC-0018](#), p. 8 et 9.

[609] Pour sa part, l'AQCIE-CIFQ se dit préoccupé par les résultats produits par les méthodes de répartition des coûts, soulignant qu'elles ont été établies dans un contexte différent du contexte actuel. L'intervenant note, entre autres, une diminution de près de 50 % de la portion de la consommation d'énergie au tarif L entre 2003 et 2018²⁹⁶.

[610] Par ailleurs, interrogé par la Régie quant à la forte variabilité des facteurs de répartition relatifs à la pointe coïncidente annuelle, comme on peut le constater au tableau 47, le Distributeur rappelle que les profils de consommation, desquels découle la puissance coïncidente, sont des données horaires qui affichent une variabilité importante découlant des usages présents à la pointe. À propos du tarif L, il ajoute :

« À titre illustratif, pour l'heure de la pointe coïncidente lors d'un jour de semaine (du lundi au vendredi), la puissance de la clientèle à ce tarif varie, de 2014 à 2018, entre 2 650 MW (valeur minimale) et 4 230 MW (valeur maximale) »²⁹⁷.

TABLEAU 47
POINTES COÏNCIDENTES ANNUELLES SERVANT AU CALCUL DES FACTEURS DE RÉPARTITION

	2017	2018	variation
Tarif L	2 961	3 299	11,4%
Tarifs D & DM	20 060	20 696	3,2%
Tarif DP	803	256	-68,1%
Tarif DT	393	297	-24,4%

Source : Pièce B-0103, tableau 11, et dossier R-3980-2016, pièce B-0203, tableau 11.

[611] La Régie retient également des réponses du Distributeur que les profils de consommation découlent d'un échantillon limité de 22 clients au tarif DP, d'une centaine de clients au tarif DT et que le Distributeur envisage d'augmenter certains échantillons en utilisant les données des compteurs communicants.

[612] La Régie constate qu'une part significative de la hausse des coûts attribuée au tarif L ainsi qu'une part significative de la faible hausse du coût de service attribuée aux

²⁹⁶ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p. 33 et 34.

²⁹⁷ Pièce [B-0080](#), p. 131.

tarifs domestiques découlent directement de ces fortes variations des pointes coïncidentes observées.

[613] Considérant la variabilité importante de certaines caractéristiques de consommation d'une année à l'autre, particulièrement la puissance à la pointe coïncidente annuelle comme on le constate aux tarifs L, DP et DT au présent dossier, la Régie juge qu'il n'est pas souhaitable que le principe de causalité des coûts se traduise par des ajustements tarifaires basés uniquement sur la variation annuelle des coûts.

[614] Dans sa décision D-2016-033, la Régie optait pour une hausse uniforme des tarifs en invoquant, entre autres, les motifs suivants :

« [832] Compte tenu du contexte propre à chaque dossier tarifaire présenté par le Distributeur, la Régie est appelée à arbitrer entre différentes dispositions de la Loi et divers principes, tels le signal de prix et la stabilité tarifaire. À la lumière de l'article 49, alinéa 6, de la Loi, stipulant que la Régie doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, tenir compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, elle doit également tenir compte des impacts tarifaires pour chaque catégorie de consommateurs ainsi que des conséquences propres à chacun des scénarios de hausses tarifaires.

[833] Considérant la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L depuis 2013 par opposition à l'amélioration pour les tarifs domestiques, petite et moyenne puissance et considérant le déclin notable des volumes d'électricité vendus au tarif L, lequel est accentué par le passage de certains clients aux contrats spéciaux, la Régie estime que le contexte économique actuel ne favorise pas l'application de hausses tarifaires différenciées. Ces éléments de contexte constituent autant de facteurs de risque, non seulement pour la catégorie de consommateurs Grands industriels au tarif L mais également pour le Distributeur et la clientèle domestique, puisque cette dernière perd une source d'interfinancement lorsque les ventes au tarif L diminuent »²⁹⁸.

[615] Dans le cadre de l'Avis, la Régie s'est exprimée ainsi au sujet de la compétitivité du tarif destiné aux grands clients industriels :

« Nonobstant ce léger effritement, le tarif L affiche une croissance modérée et une plus grande prévisibilité d'une année à l'autre, soit deux caractéristiques des plus

²⁹⁸ Décision [D-2016-033](#), p. 219.

importantes pour le développement et l'expansion des différents secteurs industriels »²⁹⁹. [nous soulignons]

*« Bien que le tarif L soit généralement compétitif par rapport au tarif équivalent dans d'autres juridictions, la Régie note toutefois que l'écart historique observé entre celui-ci et les autres tarifs industriels à l'étude s'est rétréci entre les années 2002 et 2015, notamment avec ceux offerts dans certains États américains »*³⁰⁰.

[616] Ainsi, bien que relativisée, la détérioration du contexte compétitif du tarif L a été reconnue dans l'Avis et l'importance d'une croissance modérée et d'une plus grande prévisibilité a été particulièrement soulignée par la Régie. Des ajustements tarifaires différenciés, au présent dossier, iraient clairement à l'encontre de ces deux caractéristiques importantes.

[617] Considérant que le déclin des volumes d'électricité vendus au tarif L, constaté dans la décision D-2016-033, s'accélère avec une baisse prévue de 9,6 % entre 2016 et 2018, passant de 28 388 GWh à 25 657 GWh, la Régie ne croit pas que le contexte économique actuel favorise davantage qu'en 2016 l'application d'ajustements tarifaires différenciés qui entraînerait une hausse de l'ordre de 5,8 % au tarif L en 2018.

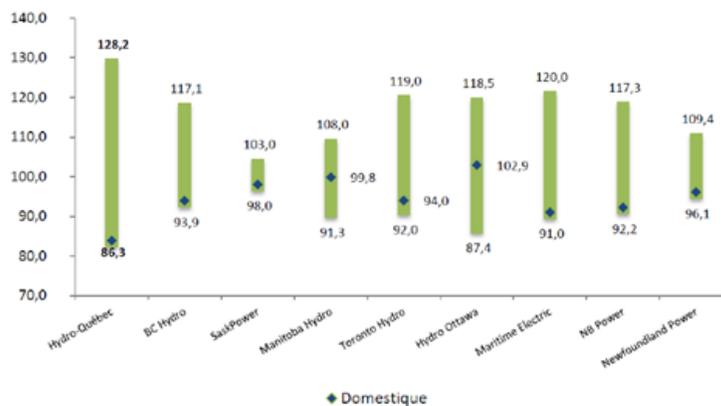
²⁹⁹ Avis [A-2017-01](#), p. 17.

³⁰⁰ Avis [A-2017-01](#), p. 62.

[618] Pour ce qui est de l'interfinancement, la Régie rappelle certains constats de l'Avis :

« [...] parmi les juridictions canadiennes étudiées, la Régie constate, d'une part, que l'interfinancement n'est pas toujours en faveur des tarifs résidentiels et, d'autre part, que l'écart entre les catégories de consommateurs n'est pas aussi élevé qu'il l'est au Québec. Ces constats sont présentés au graphique 3.

GRAPHIQUE 3
ÉCHELLES D'INDICES D'INTERFINANCEMENT DE DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ
CANADIENS AU 1^{ER} AVRIL 2016



Source : Hydro-Québec, « Rapport », pièce C-HQD-004, 20 décembre 2016, p. 17.

Au 1^{er} avril 2016, on note qu'au Québec, les indices d'interfinancement oscillaient entre 86,3 et 128,2 [note de bas de page omise], alors qu'en Saskatchewan, par exemple, ils variaient entre 98 et 103. La Régie constate que l'indice d'interfinancement le plus faible est observé chez Hydro-Québec (86,3) et que c'est également au Québec où la fourchette des indices est la plus étendue, soit un écart de 41,9 points entre les valeurs minimale et maximale. L'écart moyen observé dans les autres juridictions canadiennes est deux fois moins grand, soit de 21,3 points »³⁰¹.

[619] La Régie constate qu'avec la hausse uniforme des tarifs proposée par le Distributeur, l'indice d'interfinancement selon la preuve au dossier, serait à 85,4 aux tarifs domestiques³⁰².

³⁰¹ Avis [A-2017-01](#), p. 51 et 52.

³⁰² Pièce [B-0103](#), p. 15.

[620] Ainsi, il peut être affirmé qu'une hausse uniforme des tarifs maintient globalement l'interfinancement. La Régie recherche un équilibre entre les diverses dispositions de la Loi et réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, du maintien de deux grands principes tarifaires reconnus, soit l'équité entre les catégories de consommateurs et la vérité des coûts.

[621] Considérant l'importance des variations annuelles observées de certaines caractéristiques de consommation et de l'impact que ces fluctuations peuvent avoir sur la répartition des coûts de service entre catégories de consommateurs, il n'est pas souhaitable, pour des raisons de stabilité tarifaire, que ces variations annuelles soient systématiquement reflétées dans les tarifs.

[622] Considérant que les ajustements différenciés entraîneraient, au présent dossier, des impacts brusques sur les tarifs, qu'ils iraient à l'encontre du maintien de tarifs industriels concurrentiels ainsi que de la prévisibilité et de la stabilité des prix, une hausse uniforme répond davantage à l'intérêt public.

[623] **La Régie accepte donc la proposition d'une hausse uniforme des tarifs pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance qui sont exemptés de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.**

17.2 STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

[624] Dans sa décision D-2017-022, la Régie s'est prononcée sur plusieurs propositions du Distributeur concernant la stratégie relative aux tarifs domestiques, marquant le début d'une implantation graduelle des orientations approuvées. Entre autres, la Régie :

- s'est prononcée en faveur du maintien d'une redevance d'abonnement à son niveau actuel aux tarifs D, DM et DT;
- a accepté de hausser, à terme, le seuil de la première tranche d'énergie à 40 kWh/jour pour les tarifs D et DM;
- a maintenu, pour les tarifs D et DM, le concept de hausse différenciée des prix des tranches d'énergie;

- a reporté sa décision quant à l'implantation d'un montant minimal de la facture, mais considère cette implantation comme une orientation souhaitable à poursuivre;
- a accepté la proposition du Distributeur d'introduire le nouveau tarif DP au 1^{er} avril 2017 pour les abonnements domestiques facturés pour la puissance, en réservant toutefois sa décision quant à deux éléments de la structure cible, soit le seuil de facturation de la puissance et le seuil de la première tranche d'énergie.

[625] Les tarifs domestiques sont constitués des tarifs D, DM, DN, DT et DP. Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016, le Distributeur comptait environ 3,70 millions de clients abonnés aux tarifs domestiques³⁰³.

Tarifs D et DM

[626] 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 à une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation où le mesurage est collectif.

[627] Au présent dossier, le Distributeur suggère de poursuivre l'implantation graduelle de la stratégie touchant les tarifs domestiques, en proposant de maintenir la redevance au niveau actuel de 40,64 ¢ par jour aux tarifs D et DM et de hausser le seuil de la première tranche de 33 à 36 kWh-jour au 1^{er} avril 2018.

[628] Ces deux propositions sont conformes à la décision D-2017-022³⁰⁴, et outre l'ACEFQ qui propose une hausse à 37 kWh-jour, elles n'ont pas suscité d'opposition de la part d'intervenants.

[629] La Régie accepte la proposition de maintenir, pour les tarifs D et DM, la redevance au niveau actuel de 0,4064 \$ par jour et de porter le seuil de la première tranche d'énergie à 36 kWh-jour au 1^{er} avril 2018.

³⁰³ Pièce [B-0047](#), p. 80.

³⁰⁴ [Page 167](#), par. 633 et 638.

[630] Le Distributeur propose l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture de 15,18 \$ en 2018 pour l'alimentation en monophasé et 18,27 \$ en triphasé. Il vise une cible de 20 \$ par mois en 2020 pour l'alimentation en monophasé et 60 \$ par mois en 2024 pour l'alimentation en triphasé.

[631] Le Distributeur estime que le montant mensuel minimal de la facture devrait générer des revenus additionnels de 2,6 M\$ la première année et de 16 M\$ à la structure cible³⁰⁵. En l'absence de facture minimale, ces sommes seraient récupérées par les autres composantes du tarif.

[632] L'ACEFQ recommande d'accepter la proposition du Distributeur d'implanter graduellement un montant mensuel minimal de la facture³⁰⁶.

[633] L'OC maintient également son appui à l'introduction d'une facture minimale, pour des raisons d'équité entre clients :

« Dans une optique où la redevance d'abonnement couvrirait environ 55 % des coûts d'abonnement en 2015 [note de bas de page omise], OC favorise l'introduction de la facture minimale plutôt que l'augmentation de la redevance d'abonnement, ce qui encore une fois est à l'avantage des MFR »³⁰⁷.

[634] L'UPA demande de considérer la consommation du client sur une base annuelle, plutôt que mensuelle, afin de déterminer s'il serait soumis à une éventuelle facture minimale. Elle souhaite également que le Distributeur comptabilise et agrège la consommation de l'ensemble des abonnements, pour un client donné, afin de déterminer s'il dépasse le seuil établi pour la facture minimale, proportionnellement à son nombre de compteurs.

[635] Le Distributeur souligne dans sa réplique que *« la facturation ou le recouvrement de nos coûts fixes a toujours été fait sur les périodes de consommation, que ce soit la redevance, la prime de puissance, et on ne verrait pas pourquoi la facture minimale, il en serait différent »³⁰⁸.*

³⁰⁵ Pièce [B-0115](#), p. 59.

³⁰⁶ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 32.

³⁰⁷ Pièce [C-OC-0006](#), p. 16.

³⁰⁸ Pièce [A-0072](#), p. 41.

[636] La Régie rappelle deux des motifs invoqués par le Distributeur dans la décision D-2016-033 concernant l'introduction d'une facture minimale. La facture minimale visait d'abord à :

« [...] récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment pour ne pas être affectés par la facture minimale »³⁰⁹. [notes de bas de page omises]

[637] L'introduction de la facture minimale constitue également la réponse du Distributeur au phénomène grandissant de l'autoproduction en Amérique du Nord, comme en témoignent les régulateurs d'une trentaine d'États américains ayant déjà introduit le recours à une facture minimale. Bien qu'encore marginales, l'autoproduction et la production distribuée sont également appelées à se développer au Québec.

[638] En audience, le Distributeur précise que le concept de facture minimale permet de récupérer davantage de coûts fixes auprès de la clientèle et que le coût d'abonnement constitue une balise³¹⁰.

[639] Le Distributeur propose que le montant minimal de la facture soit calculé sur une base mensuelle pour des raisons de simplicité et de cohérence avec les autres composantes des tarifs, soit les redevances, les tranches d'énergie et les primes de puissance. La facture minimale toucherait ainsi, au moins une fois par année, quelque 438 817 abonnements³¹¹.

[640] Avant tout, il faut souligner que la Régie est convaincue du bien-fondé du principe de l'instauration de la facture minimale aux fins de récupérer un minimum de coûts fixes auprès des clients.

[641] Par ailleurs, la Régie considère que l'agrégation de la consommation de l'ensemble des abonnements d'un client, tel que demandé par l'UPA, va à l'encontre des meilleures pratiques tarifaires, risquant de générer d'importants problèmes d'application et d'être sujette à interprétation et contestation.

³⁰⁹ Décision [D-2016-033](#), p. 244.

³¹⁰ Pièce [A-0060](#), p. 118.

³¹¹ Pièce [B-0080](#), p. 145.

[642] Cependant, aux fins de l'application du montant minimal de la facture, il faut considérer, pour des motifs d'équité, la consommation annuelle plutôt que mensuelle ou bimestrielle, selon le cycle de facturation. En effet, il serait injuste de requérir d'un client consommant suffisamment sur une base annuelle pour couvrir ses frais d'abonnement et un minimum de coûts fixes, qu'il acquitte plus de coûts fixes en raison d'une facture minimale calculée par période de facturation.

[643] Il faut reconnaître que la conception et la calibration de tarif font inévitablement des gagnants et des perdants. L'exercice de tarification consiste à trouver un équilibre entre plusieurs grands principes, parfois contradictoires. Ainsi s'opposent souvent les principes liés au reflet des coûts et bénéfiques et ceux liés au pragmatisme, à la simplicité, la facilité de paiement, de perception et de compréhension.

[644] La Régie doit rechercher un point d'équilibre raisonnable entre le poids d'une certaine iniquité par rapport aux avantages de la simplicité de compréhension et d'application.

[645] Pour l'alimentation en monophasé, la proposition du Distributeur au 1^{er} avril 2018 représenterait une hausse maximale de 2,99 \$ par mois, soit la différence entre le montant mensuel minimal de la facture de 15,18 \$ et le montant de la redevance de 12,19 \$ par mois pour un client qui ne consomme aucune énergie au cours de la période. À la structure cible, la hausse maximale serait de 7,81 \$ par mois, en l'absence de toute consommation.

[646] La Régie note que les 16 M\$ supplémentaires que devrait générer l'introduction d'une facture minimale à la structure cible représentent une hausse moyenne de 36,46 \$ par année par abonnement touché³¹². Considérant que les sommes en jeu ne sont pas significatives en ce qui a trait à l'alimentation en monophasé et qu'il s'agit d'une mesure qui est susceptible de s'appliquer à plus de trois millions de clients, l'argument de simplicité invoqué par le Distributeur paraît raisonnable.

[647] En ce qui a trait à l'aspect pragmatique, la Régie reconnaît également que toutes les composantes actuelles des tarifs, soit les redevances, les tranches d'énergie, les primes de puissance et le montant mensuel minimal de la facture aux tarifs G, M, G-9 et GD, sont calculés sur une base mensuelle/bimestrielle. L'argument de cohérence invoqué par le

³¹² 16 M\$ / 438 817 abonnements = 36,46 \$ par abonnement.

Distributeur paraît donc raisonnable. La Régie est d'accord avec le Distributeur pour que le montant minimal de la facture soit initialement facturé sur une base mensuelle.

[648] Toutefois, la Régie demeure préoccupée, tout comme l'UPA, par l'inéquité que pourrait avoir la facturation minimale par période de consommation sur certains consommateurs saisonniers qui seraient assujettis au montant mensuel minimum de la facture bien que leur consommation annuelle couvre entièrement les frais fixes liés à leur abonnement.

[649] Afin de concilier ces préoccupations, la Régie a examiné la possibilité d'établir un seuil de consommation annuelle pour une période d'application, par exemple 30 000 kWh au tarif D du 1^{er} avril au 31 mars de l'année suivante. La facture minimale serait appliquée et facturée par période de consommation. Toutefois, à la fin de la période d'application, si la consommation de l'abonné excède le seuil, le Distributeur devrait créditer au consommateur l'équivalent du montant mensuel minimum de la facture moins la redevance et l'énergie consommée pour chaque période. Cette solution de l'établissement d'un seuil annuel avec un crédit à la fin d'une année d'application offre, selon la Régie, plusieurs avantages. Ainsi, le seuil de consommation d'énergie permet, d'une part, de s'assurer que les coûts fixes sont bel et bien récupérés et, d'autre part, de ne pas surfacturer les coûts fixes à des clients dont la consommation d'énergie est importante mais irrégulière. Aussi, la facturation mensuelle répond aux vœux de simplicité et de cohérence du Distributeur. Enfin, le crédit applicable à la fin de la période d'application permet d'éviter des problèmes de recouvrement que la proposition d'une facturation annuelle aurait pu faire surgir.

[650] Cette solution soulève cependant certaines difficultés d'application telles que l'établissement de seuils ou de modalités différents selon les tarifs, comme l'absence de redevance au tarif DP, ou encore, l'impact de l'application d'un montant unique selon le type d'alimentation. C'est pourquoi, avant de demander l'implantation d'une telle solution, la Régie croit approprié qu'un examen plus approfondi soit effectué par le Distributeur.

[651] Conséquemment, la Régie refuse la proposition du Distributeur d'introduire un montant mensuel minimal de facture, tel que présenté au présent dossier, et lui demande de revenir lors du prochain dossier tarifaire avec une proposition qui lui permette de concilier l'ensemble de ces préoccupations.

[652] Par ailleurs, le Distributeur propose d'appliquer une hausse uniforme des prix des tranches d'énergie aux tarifs D et DM.

[653] Dans sa preuve, le Distributeur rappelle que :

« La fixation du prix de la 2^e tranche d'énergie constitue un élément fondamental dans la structure tarifaire. Elle vise à informer les consommateurs du coût d'un kWh additionnel de manière à les inciter à faire les meilleurs choix énergétiques. Un bon signal de prix est essentiel à l'efficacité économique et énergétique »³¹³.

[654] Plus spécifiquement, le prix de la deuxième tranche d'énergie vise à refléter le coût évité du chauffage des locaux, soit le coût associé à une charge de chauffage à la marge. Toutefois, la crainte de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût amène le Distributeur à remettre en question la valeur d'un kWh effacé à la marge.

« En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que le prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D surestime alors le crédit accordé à ce kWh évité »³¹⁴.

[655] Le Distributeur propose d'utiliser le coût évité Fourniture-Transport du chauffage des locaux au lieu d'utiliser le coût évité total de long terme du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la deuxième tranche d'énergie. Comme le prix de la deuxième tranche est déjà supérieur au coût évité Fourniture-Transport du chauffage des locaux, estimé à 8,99 ¢/kWh en 2027, contre un coût évité total de long terme du chauffage des locaux estimé à 11,79 ¢/kWh³¹⁵, le Distributeur propose d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie.

[656] L'ACEFQ s'objecte à la proposition du Distributeur, considérant qu'il y a beaucoup d'incertitudes entourant la pénétration à grande échelle de la production distribuée au Québec. De plus, elle soutient qu'une hausse différenciée 1,5 fois plus importante en deuxième tranche d'énergie, telle que décidée par la Régie l'an dernier, favorise les petits consommateurs et la majorité des MFR, tout en modérant le rythme de croissance du prix de la deuxième tranche³¹⁶.

³¹³ Pièce [B-0047](#), p. 16.

³¹⁴ Pièce [B-0047](#), p. 17.

³¹⁵ Pièce [B-0019](#), p. 11.

³¹⁶ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 41.

[657] Bien que l'autoproduction est un phénomène qui est appelé à grandir et qui soulève des enjeux importants, OC n'est pas convaincue de la nécessité de retenir ce critère pour la détermination du prix de la deuxième tranche qui affecte l'ensemble de la clientèle³¹⁷. OC recommande l'adoption d'une hausse différenciée des prix de l'énergie.

[658] OC recommande également d'appliquer une hausse deux fois plus grande sur le prix de la deuxième tranche que de la première. Alternativement, elle recommande d'appliquer une hausse de 60 % en deuxième tranche et de 40 % en première tranche.

[659] Le RNCREQ s'oppose également à la recommandation du Distributeur de modifier la cible pour fixer le prix de la deuxième tranche d'énergie en raison de l'essor de la production distribuée et de l'autoproduction.

[660] Selon le RNCREQ,

« [s]i le Distributeur se trouvait dans un contexte de décroissance de sa charge résidentielle, notamment une décroissance causée par l'autoproduction, une telle logique pourrait être applicable. Cependant, la prévision de la demande la plus récente du Distributeur fait état d'une progression des ventes dans le secteur résidentiel, avec une croissance prévue de 65,4 TWh/an en 2016 à 68,9 TWh/an en 2026 [note de bas de page omise].

Or, tant que la charge résidentielle augmente, la pression sur les équipements existants de distribution et de transport (charge locale) augmente également. Dans ce contexte, la diminution de la vente d'un kWh, soit-elle le résultat d'un programme d'efficacité énergétique ou de l'ajout d'un panneau solaire, aura le même effet : reporter l'ajout de nouveaux actifs de transport et de distribution. Le coût évité applicable à cette diminution doit donc nécessairement intégrer ces deux éléments »³¹⁸.

[661] L'UPA, pour sa part, appuie la position de hausse uniforme du prix des tranches d'énergie proposée par le Distributeur.

³¹⁷ Pièce [C-OC-0006](#), p. 17.

³¹⁸ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 2.

[662] La Régie comprend l'argument du Distributeur à l'effet que l'autoproduction d'un kWh par un client ne lui permet que d'éviter son coût variable de production. En conséquence, le prix de la deuxième tranche d'énergie du tarif D pourrait surestimer le crédit accordé à ce kWh évité. Le manque à gagner associé à ce kWh devrait alors être récupéré auprès des autres consommateurs.

[663] Cependant, dans sa décision D-2017-105, la Régie a déjà demandé au Distributeur de présenter sa proposition de modification des dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré, dans un dossier portant spécifiquement sur les modifications à y apporter.

[664] Par ailleurs, selon les réponses du Distributeur aux DDR, l'autoproduction et la production d'électricité au moyen de panneaux solaires sont encore marginales au Québec. Ces modes de production d'électricité renouvelable ne sont pas fondés sur des considérations économiques. En conséquence, le Distributeur ne peut se prononcer sur l'importance relative de l'électricité injectée pour la prochaine décennie³¹⁹.

[665] La Régie comprend les inquiétudes du Distributeur quant aux impacts à plus long terme de l'autoproduction et du stockage d'énergie sur ses ventes futures. Cependant, les dispositions de l'option de mesurage net sont sujettes à être révisées dans un prochain dossier et cette révision aura un impact sur l'essor de cette filière au Québec.

[666] Il apparaît donc prématuré, selon la Régie, de modifier la cible de coût évité de long terme pour le chauffage en excluant les coûts de transport – charge locale et de distribution (2,80 ¢/kWh). Comme le fait remarquer le RNCREQ, la pression à la marge sur les équipements existants de distribution et de transport est maintenue, puisque la demande du secteur domestique est toujours en croissance et devrait encore croître à l'horizon de 2026, selon le dernier plan d'approvisionnement du Distributeur.

[667] En argumentation, le Distributeur invoque également la position concurrentielle de l'électricité dans le marché de la chauffe, par rapport au mazout et au gaz naturel.

[668] La Régie note que cette affirmation n'est pas supportée par la preuve du Distributeur au présent dossier. La preuve déposée par l'ACEFQ³²⁰ démontre plutôt que la position concurrentielle de l'électricité s'est améliorée au cours de la dernière année.

³¹⁹ Pièce [B-0083](#), p. 35.

³²⁰ [LaPresse+](#) (édition du 15 octobre 2017).

[669] **Pour l'ensemble de ces raisons, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur d'une hausse uniforme des tranches d'énergie et ordonne une hausse différenciée moins accentuée, en continuité avec la décision D-2017-022, soit 60 % en deuxième tranche et 40 % en première tranche d'énergie.**

[670] **La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif D au 1^{er} avril 2018 :**

- **gel de la redevance de 0,4064 \$/jour;**
- **hausse du seuil de la première tranche d'énergie de 33 à 36 kWh/ jour;**
- **hausse différenciée des prix d'énergie, mais à un rythme moindre, soit une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la deuxième tranche qu'en première tranche.**

Prime de puissance au tarif DM et DT

[671] Le Distributeur propose, pour les tarifs DM, DT et DP, de hausser la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW en 2018 et en 2019 afin que la prime de puissance d'été rejoigne celle d'hiver en passant de 4,59 \$ à 6,21 \$.

[672] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur soutient que l'appariement des primes de puissance d'été et d'hiver est toujours souhaitable. Il permet d'harmoniser les modalités relatives à la facturation de la puissance pour l'ensemble des clients du Distributeur et permet d'envoyer un signal de prix qui favorise l'étalement de leur consommation en tout temps.

[673] **La Régie accepte la position du Distributeur de poursuivre la hausse de la prime d'été au tarif DM et DT, considérant qu'elle ne s'applique que sur la puissance au-delà de 50 kW, tout comme cela se fait au tarif G. Elle réserve toutefois sa décision quant à la hausse de la prime d'été au tarif DP en attendant une décision définitive concernant la structure cible au tarif DP.**

[674] **La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif DM au 1^{er} avril 2018 :**

- **gel de la redevance de 0,4064 \$/jour;**
- **hausse du seuil de la première tranche d'énergie de 33 à 36 kWh/ jour;**

- **hausse différenciée des prix d'énergie, mais à un rythme moindre, soit une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la deuxième tranche qu'en première tranche;**
- **hausse de 0,81 \$/kW de la prime de puissance d'été.**

Tarif DT

[675] Dans l'optique de ralentir l'effritement du parc biénergie résidentielle, le Distributeur propose de poursuivre la stratégie mise en place lors du dernier dossier tarifaire et de reconduire la bonification de l'économie réalisée au tarif DT en réduisant le prix d'énergie de 2,5 % au 1^{er} avril 2018. Il propose de récupérer, auprès des autres clients domestiques, le manque à gagner de 3,3 M\$ résultant de cette proposition.

[676] Cette proposition découle du constat que la hausse du seuil de la première tranche d'énergie du tarif D, qui vise à couvrir une partie du chauffage électrique, a pour conséquence de réduire, par ricochet, l'économie réalisée au tarif DT puisqu'elle réduit le coût moyen du chauffage électrique.

[677] L'ACEFQ recommande que le manque à gagner soit récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle puisque, bien que la catégorie domestique, en raison notamment du chauffage électrique, est la cause principale des coûts d'approvisionnement et de transport associés à la puissance, les autres catégories de consommateurs contribuent également aux besoins en puissance coïncidente à la pointe³²¹.

[678] L'UC recommande de rejeter la proposition du Distributeur de réduire le prix de l'énergie en l'absence d'une analyse probante sur l'efficacité d'une telle mesure. Advenant son approbation, l'UC recommande de faire supporter le manque à gagner par l'ensemble de la clientèle, comme c'est le cas pour les coûts des autres interventions en gestion de la demande³²².

[679] La Régie considère que le parc biénergie constitue un outil important pour gérer les besoins de puissance à la pointe du Distributeur et qui doit être préservé. Afin d'aider à contrer l'érosion de la clientèle au tarif DT, et pour compenser l'effet de la hausse du seuil de la première tranche au tarif D, la Régie accueille favorablement la proposition de bonification proposée par le Distributeur.

³²¹ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 45.

³²² Pièce [C-UC-0009](#), p. 16.

[680] La Régie rejette la proposition de l'ACEFQ et l'UC de récupérer auprès de l'ensemble de la clientèle le manque à gagner en lien avec la bonification des économies au tarif DT. Cette bonification supplémentaire découle largement de la hausse du seuil de la première tranche d'énergie du tarif D. Il s'agit ici d'effectuer une réallocation des coûts entre les divers tarifs domestiques.

[681] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de bonification des économies réalisées au tarif DT et lui demande de récupérer le manque à gagner auprès des autres clients domestiques.**

[682] **La Régie autorise également les ajustements suivants pour le tarif DT au 1^{er} avril 2018 :**

- **gel de la redevance de 0,4064 \$/jour;**
- **baisse uniforme des prix d'énergie de 2,5 %;**
- **hausse de 0,81 \$/kW de la prime de puissance d'été.**

Tarif DN

[683] Au tarif DN, qui s'applique depuis le 1^{er} avril 2017 aux clients domestiques des RA situés au nord du 53^e parallèle, le Distributeur propose initialement de maintenir le seuil de la première tranche d'énergie à 30 kWh/jour, conformément aux décisions antérieures de la Régie³²³.

[684] Le prix de la première tranche est fixé au niveau du prix de la première tranche au tarif D. Le prix de la deuxième tranche continue d'augmenter de 8 % par année en sus de la hausse tarifaire moyenne, jusqu'à l'atteinte du coût évité en RA au nord du 53^e parallèle. Le Distributeur propose de faire évoluer la facturation de la puissance et le montant minimal de la facture au même rythme que ceux du tarif DM.

[685] L'ARK soutient que l'augmentation progressive du seuil de la première tranche d'énergie de 30 à 40 kWh/jour, tel qu'appliqué au tarif D et DM, devrait également être

³²³ Décisions [D-2016-033](#), p. 241, par. 922 et 983 à 985, et [D-2017-022](#), p. 182, par 706 à 709.

mise en œuvre au nord du 53^e parallèle. Une telle mesure atténuerait en partie l'impact de l'augmentation du tarif de deuxième tranche au tarif DN.

[686] Dans sa preuve, l'ARK soutient que le rapport final du Distributeur, intitulé *Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik*, daté du mois de mai 2015 et ayant notamment servi à justifier l'augmentation du prix de l'énergie en deuxième tranche, contient certaines lacunes.

[687] En effet, le principal constat de ce rapport est que la consommation de certains ménages en deuxième tranche serait typiquement liée à la présence d'appareils de chauffage électrique d'appoint dans les maisons ou dans les remises.

[688] Or, l'ARK considère que l'étude commandée par le Distributeur n'est pas suffisamment approfondie pour déterminer avec précision les causes de la surconsommation en deuxième tranche d'énergie.

[689] L'ARK déplore également que :

« La Régie a également encouragé le Distributeur à poursuivre sa collaboration avec les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions afin de décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Elle a aussi demandé au Distributeur d'encourager les mesures et l'usage des équipements électriques les plus performants qui peuvent être proposés sur le marché, compte tenu des coûts évités élevés de la fourniture d'électricité et d'utiliser ou d'élargir le programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (« PUEÉRA ») aux systèmes de chauffage des remises. Or, en date d'aujourd'hui, hormis quelques programmes en efficacité énergétique qui n'ont pas de réels impacts sur les résidents du Nunavik, aucun autre programme supplémentaire de sensibilisation global et adapté pour la région du Nunavik n'a été mis en place par le Distributeur. Par ailleurs, le PUEÉRA n'a pas été élargi aux systèmes de chauffage des remises et le Distributeur n'envisage pas de bonifier ce programme pour l'instant, le tout tel qu'il appert des réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 de l'ARK [notes de bas de page omises] »³²⁴.

³²⁴ Pièce [C-ARK-0013](#), p. 8.

[690] Selon la preuve de l'ARK, la consommation des chambres mécaniques comptant divers équipements comme des fournaies au mazout, des chauffe-eau, des pompes à eau et des systèmes de ventilation, n'a pas été adéquatement prise en considération.

[691] Selon les évaluations de l'analyste externe de l'ARK, basées sur les données d'Hydro-Sherbrooke concernant la consommation moyenne de divers appareils électriques³²⁵, une chambre mécanique typique pour une famille pourrait consommer 17,9 kWh/jour. Le témoin affirme qu'il est fort probable que les données soient plus élevées au Nunavik, en raison du surpeuplement des logements et du climat plus rigoureux au Nunavik qu'à Sherbrooke³²⁶.

[692] Des facteurs socioculturels, la présence de plus d'un congélateur par ménage et le surpeuplement des logements entraînent un usage plus intensif de chaque appareil. La faible luminosité durant l'hiver pourrait également expliquer une consommation plus grande, même en l'absence de chauffage électrique d'appoint.

[693] En audience, le Distributeur reconnaît que les informations fournies par l'ARK méritent un examen additionnel de sa part :

« En fait, on ne nie pas l'étude de deux mille quinze (2015). Ce qu'on a discuté avec eux et ce qu'on a évalué comme nouvelles informations, c'était ce dont je vous parlais tout à l'heure, donc qu'il pourrait y avoir de l'équipement associé au chauffage au mazout qui fonctionne à l'électricité. Donc, on facturerait un prix de la deuxième tranche de quarante sous (40 ¢) à des usages qui ne sont pas évitables. Donc, c'est cette piste-là qu'on disait qu'on était prêt à regarder. Donc, ça ne veut pas dire que ça remet tout en question l'étude de deux mille quinze (2015). C'est vraiment une information additionnelle qui se rajoute puis qui nous fait penser qu'effectivement il y a peut-être... c'est une hypothèse qui semble fondée là et donc qu'on aimerait fouiller un petit peu plus pour voir effectivement s'il y a... si effectivement c'est le cas.

[...]

Bien, en fait, ce qu'on envisageait, c'est effectivement peut-être aller évaluer avec du mesurage qu'est-ce qui... donc d'évaluer sur le terrain qu'est-ce qui en est. Donc, c'est quelque chose qu'on est disposé à faire »³²⁷.

³²⁵ Pièce [C-ARK-0021](#).

³²⁶ Pièce [A-0061](#), p. 144 et 145.

³²⁷ Pièce [A-0060](#), p. 165 et 166.

[nous soulignons]

[694] En argumentation, le Distributeur appuie la position de l'ARK à l'effet qu'une augmentation du seuil de la première tranche du tarif DN au niveau du tarif D serait souhaitable et équitable. De plus, il confirme qu'il est « *disposé à poursuivre ses discussions avec l'ARK afin d'avoir un portrait plus juste des causes expliquant la consommation en 2^e tranche* »³²⁸.

[695] La Régie juge qu'il est important d'avoir un portrait plus précis de la consommation d'énergie au nord du 53^e parallèle et d'approfondir l'analyse des causes possibles de surconsommation en deuxième tranche d'énergie, puisque ces récentes décisions portant sur le tarif DN reposent largement sur les conclusions de l'étude de 2015 présentée par le Distributeur.

[696] Par ailleurs, la Régie constate que, selon la réponse à l'engagement n° 21 fournie par le Distributeur, le pourcentage d'énergie consommée en première tranche avec un seuil de 30 kWh/jour se situe déjà à 89 %, et qu'avec un seuil de 40 kWh/jour, ce ratio augmenterait à 95 %³²⁹.

[697] À la section 13.2.1, la Régie demande au Distributeur d'effectuer des audits énergétiques pour les 14 villages du Nunavik. Simultanément, le Distributeur devrait faire une étude afin de préciser les causes de la consommation en deuxième tranche d'énergie au tarif DN. Ces études devraient viser à mesurer la consommation des chambres mécaniques des unités multilogements et résidences unifamiliales. Ces études pourront être faites en collaboration avec les organismes en place comme l'ARK afin de produire une analyse particulière de leur profil de consommation.

³²⁸ Pièce [B-0172](#), p. 31.

³²⁹ Pièce [B-0164](#), p. 3.

[698] **Entretemps, la Régie suspend la hausse prévue du prix de la deuxième tranche de 8 % en sus de la hausse tarifaire moyenne et maintient le seuil de la première tranche d'énergie à 30 kWh/jour. Elle fixe le prix de la première tranche d'énergie au niveau du prix de la première tranche au tarif D.**

[699] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de faire évoluer la facturation de la puissance au même rythme que celle du tarif DM.**

Tarif DP

[700] Au tarif DP, qui s'applique aux clients dont la puissance maximale appelée (PMA) est d'au moins 50 kW au cours des 12 derniers mois, le Distributeur propose, pour le 1^{er} avril 2018 :

- d'éliminer la redevance de 6,09 \$ par mois;
- d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie;
- de porter le montant minimal de la facture de 12,18 \$ à 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de maintenir celui de l'alimentation en triphasé à 18,27 \$ par mois;
- de hausser le seuil de la première tranche de 1200 à 1500 kWh/mois;
- de poursuivre la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW.

[701] La proposition d'éliminer la redevance au tarif DP, puisqu'il s'agit d'une composante non significative pour les grands consommateurs facturés en puissance, est en continuité avec la décision D-2017-022. Au besoin, le montant mensuel minimal de la facture vient jouer le même rôle chez les clients qui consomment de façon irrégulière.

[702] **La Régie accepte la proposition du Distributeur d'éliminer la redevance au 1^{er} avril 2018 au tarif DP.**

[703] Compte tenu de l'accentuation du signal de prix de puissance, le Distributeur propose d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie, conservant ainsi le caractère progressif du tarif. Cette proposition est également en continuité avec la décision D-2017-022.

[704] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'appliquer, au tarif DP, une hausse uniforme du prix des tranches d'énergie au 1^{er} avril 2018.

[705] Le Distributeur propose de porter le montant minimal de la facture de 12,18 \$ à 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de maintenir celui de l'alimentation en triphasé à 18,27 \$/mois afin de faire évoluer le montant mensuel minimal de la facture au même rythme que celui des autres tarifs domestiques.

[706] Pour les motifs énoncés précédemment, la Régie refuse la proposition du Distributeur relative au montant mensuel minimal de la facture, telle que présentée au présent dossier, et maintient le montant mensuel minimum de la facture à 12,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et à 18,27 \$/mois pour l'alimentation en triphasé au tarif DP.

[707] Le Distributeur propose, dans sa preuve, de hausser le seuil de la première tranche d'énergie de 1 200 à 1 500 kWh/mois. Cette hausse s'inscrit dans une évolution graduelle vers un niveau plus significatif pour la clientèle du tarif DP qui consomme, en moyenne, environ 195 000 kWh/année.

[708] Cette augmentation du seuil de la première tranche étant financée grâce à la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW, le Distributeur suggère en audience qu'advenant une suspension de la hausse de la prime de puissance d'été, il serait préférable de ne pas accroître le seuil de la première tranche³³⁰.

[709] Le Distributeur réitère toutefois qu'il serait souhaitable de poursuivre la hausse de la prime de puissance d'été afin de l'arrimer avec la prime d'hiver. En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur réaffirme que l'appariement des primes de puissance d'été et d'hiver permet d'harmoniser les modalités relatives à la facturation de la puissance avec celles qui s'appliquent aux tarifs généraux.

« Le Distributeur réitère l'importance de donner aux clients qui sont en mesure de comprendre et gérer leur puissance, un signal de prix cohérent qui favorise l'étalement de leur consommation en tout temps, c'est-à-dire l'amélioration de leur facteur d'utilisation, et ce, peu importe leur tarif. La poursuite de

³³⁰ Pièce [A-0060](#), p. 192.

l'appariement de la prime de puissance d'été à celle d'hiver aux tarifs domestiques fait partie de cette stratégie.

D'autre part, le Distributeur tient à rappeler que ses tarifs revêtent déjà un caractère saisonnier. C'est par le mécanisme de fixation automatique de la puissance à facturer minimale que le Distributeur envoie le signal aux clients que le coût de la puissance appelée en hiver est plus élevé que celui de la puissance appelée en été. [...] Il n'est donc pas nécessaire d'avoir des primes de puissance saisonnières pour refléter le fait que les coûts de puissance sont plus importants en hiver »³³¹.

[nous soulignons]

[710] Pour sa part, l'UPA demande de maintenir une distinction entre la prime de puissance en hiver et en été et de geler cette dernière à son niveau actuel³³². Le RNCREQ remet également en question l'application d'une prime de puissance uniforme toute l'année.

[711] La Régie est d'accord avec le Distributeur quant à l'importance de donner un signal de prix qui favorise l'étalement de la consommation et l'amélioration du facteur d'utilisation (FU). Ceci nécessite un signal de prix suffisant tout au long de l'année, contrairement à ce qui existait avant la décision D-2008-024 alors qu'il n'y avait qu'une prime de puissance d'hiver.

[712] Cette facturation annuelle doit envoyer un signal de prix suffisant chaque mois. Toutefois, la Régie n'est pas convaincue que ce signal doit nécessairement être constant, soit mensuellement ou même entre la saison d'hiver et d'été. Même avec l'écart actuel entre la prime d'hiver de 6,21 \$ et celle d'été à 4,59 \$, considérant le changement proposé du seuil de facturation dès le premier kilowatt au tarif DP, une telle prime d'été enverrait tout de même un signal de prix fortement incitatif.

[713] La Régie reconnaît également, comme le Distributeur le signale, que la tarification de la puissance revêt déjà un caractère saisonnier avec la puissance à facturer minimale (PFM). Le maintien d'un différentiel entre les primes de puissance d'été et d'hiver viendrait donc accentuer ce caractère saisonnier.

³³¹ Pièce [B-0127](#), p. 62.

³³² Pièce [C-UPA-0010](#), p. 16.

[714] En ce qui a trait à la causalité des coûts dans les réseaux de transport et de distribution, le RNCREQ constate que la puissance maximale (en janvier) excède celles de février et décembre par plus de 3 000 MW et qu'elle excède celles des autres mois par 5 000 MW à 13 000 MW.

« [...] l'ajout d'une charge pendant le printemps, l'été et l'automne ne causent peu ou pas de coût sur les réseaux de transport et distribution [note de bas de page omise]. Il en découle que l'ajout d'un kW de charge à un autre moment qu'en janvier n'occasionne pas de pression sur les réseaux de transport et distribution. Ce constat suggère que le signal de prix que crée la facturation de l'appel en puissance pendant ces mois ne reflète pas la causalité des coûts.

L'ajout d'une charge pendant la pointe annuelle, par contre, crée des coûts importants »³³³.

[715] Ceci pourrait justifier une différenciation saisonnière plus marquée que celle prévue par le mécanisme de fixation automatique de la PFM dans le cadre du tarif DP où l'on considère facturer la puissance dès le premier kilowatt.

[716] La Régie note, par ailleurs, que la proposition de TRI présentée par le Distributeur au présent dossier repose essentiellement sur la prémisse qu'un client absent à la pointe n'entraîne pas les mêmes coûts pour le Distributeur : « *Ce tarif n'affectera donc d'aucune façon les besoins en puissance ni n'occasionnera de coûts sur le réseau* »³³⁴.

[717] La Régie considère que le gel de la prime de puissance d'été, ou sa fixation à un niveau inférieur à celle d'hiver qui resterait à déterminer, pourrait faire partie des éléments à étudier dans le cadre d'une proposition alternative de structure cible au tarif DP.

[718] La Régie rappelle qu'une différenciation saisonnière des tarifs de puissance constituait l'une des pistes de solution proposées par l'expert de la Régie dans son rapport portant sur les structures et options tarifaires – volet électricité, dans le dossier de l'Avis³³⁵.

³³³ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 6.

³³⁴ Pièce [B-0172](#), p. 30.

³³⁵ Dossier R-3972-2016, pièce [A-0008](#), p. 30.

[719] La Régie note également qu'au tarif G-9, tarif satellite du tarif M pour les clients à faible FU, la prime de puissance se situe à 4,20 \$, soit un niveau inférieur à celui de la prime d'été aux tarifs domestiques.

[720] **En attendant une décision définitive concernant le structure cible au tarif DP, et afin de laisser toutes les options ouvertes, la Régie suspend l'harmonisation des primes de puissance d'hiver et d'été. Elle maintient au niveau actuel de 4,59 \$ la prime d'été, considérant qu'un abaissement du seuil de facturation est envisagé.**

[721] **En conséquence, la Régie accueille la suggestion du Distributeur en audience et maintient le seuil de la première tranche d'énergie à 1200 kWh/mois au 1^{er} avril 2018.**

Structure cible au tarif DP

[722] Le Distributeur propose une structure cible au tarif DP. Il propose d'abaisser le seuil de facturation de la puissance de 50 kW à 1 kW. Pour compenser, il propose de hausser le seuil de la première tranche à 12 600 kWh/mois.

[723] Ces modifications constituent une réallocation des revenus des composantes redevance et énergie vers la composante puissance, accroissant la portion des revenus récupérés par la composante puissance de 8 % à 28 %.

« Dans la mesure où le tarif DP s'adresse à des clients de taille plus importante, davantage en mesure de gérer leur appel de puissance, il importe de les inciter à le faire avec un bon signal de prix. La facturation de la puissance favorise une meilleure gestion de la puissance et permet aux clients de rentabiliser des investissements en technologie de gestion de la charge, tout en assurant un meilleur appariement des tarifs avec les coûts fixes »³³⁶.

[724] Les clients ayant une consommation supérieure à 100 000 kWh/année sont généralement avantagés par cette structure cible, alors que ceux ayant une consommation moindre subissent généralement des impacts tarifaires à la hausse. En réponse au

³³⁶ Pièce [B-0047](#), p. 23.

GRAME, le Distributeur précise que ce n'est pas ce que vise la proposition mais qu'il s'agit plutôt d'une résultante de la structure proposée.

[725] Les clients consommant moins de 100 000 kWh/année ont des appels de puissance plus faibles et bénéficient largement des 50 premiers kW sans frais. Selon le Distributeur, cette situation occasionne un transfert de coûts vers les autres clients du tarif DP, créant une iniquité qu'il importe de corriger.

[726] L'ACEFQ s'inquiète que des clients au tarif D puissent payer plus cher pour leur chauffage que les gros clients au tarif DP. Elle recommande de ne pas accepter le seuil de 12 600 kWh/mois, ni la hausse uniforme du prix des tranches d'énergie et suggère à la Régie de reporter sa décision quant à la facturation de la puissance à la structure cible³³⁷.

[727] Le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait démontrer qu'il n'y a pas d'iniquité entre les tarifs D et DP. Il constate que les clients avec un fort FU, qu'importe leur appel de puissance, sont avantagés même avec une facturation dès le premier kilowatt appelé et verraient leur facture diminuer.

[728] Le GRAME note que les clients les plus fortement touchés sont caractérisés par de faibles appels de puissance ou un faible FU, ou les deux. Selon l'intervenant, ces clients n'auront pas avantage à instaurer de la technologie de gestion de puissance, considérant leur faible appel de puissance.

[729] Le GRAME est d'avis que l'objectif du tarif DP d'inciter à une meilleure gestion de la puissance en tout temps n'est pas rencontré par la structure proposée du tarif³³⁸.

[730] Le RNCREQ s'interroge quant à l'importance donnée au fait que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps, considérant que l'ajout d'une charge au printemps, à l'été ou à l'automne ne cause pas ou peu de coût sur le réseau de transport et distribution. Il suggère que le signal de prix que crée la facturation de l'appel en puissance pendant ces mois ne reflète pas la causalité des coûts³³⁹.

³³⁷ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 50 à 52.

³³⁸ Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 5 à 7.

³³⁹ Pièce [C-RNCREQ-0020](#), p. 6.

[731] L'UPA fait remarquer l'asymétrie entre les clients avantagés et les clients désavantagés par la structure cible proposée pour le tarif DP. Les clients pour qui la structure cible est avantageuse ont une faible baisse de facture. Les clients qui subiront une hausse de facture feront face à une très forte hausse. Ainsi, selon l'UPA, 29 % des clients agricoles subiraient une hausse de leur facture de 20,6 % à 300 %. L'optimisation tarifaire, par le passage à d'autres tarifs, conduirait à des hausses de tarif de 15 % à 115 %, ce qui demeure substantiel³⁴⁰.

[732] L'UPA affirme que l'achat et l'installation d'équipements supplémentaires pour gérer la puissance, tel que suggéré par le Distributeur, ne seraient pas nécessairement rentables pour les clients consommant moins de 100 000 kWh/an. L'intervenante suggère le gel de la prime d'été à 4,59 \$/kW, ce qui représenterait une mesure d'atténuation pour tous les abonnements de moins de 100 000 kWh par an.

[733] L'UPA demande que la décision à l'égard de la structure cible au tarif DP soit reportée et que le Distributeur envisage des scénarios alternatifs au sujet du seuil minimal de facturation³⁴¹.

Opinion de la Régie

[734] À la demande de la Régie, le Distributeur présente une analyse plus détaillée des impacts associés aux orientations proposées pour le tarif DP, notamment pour les clients consommant moins de 100 000 kWh/année. Plusieurs exemples d'abonnements subissant un impact sont fournis et font l'objet d'un examen supplémentaire.

[735] Tout en reconnaissant que les exemples d'abonnements fournis ne sont pas représentatifs de l'ensemble de la clientèle au tarif DP, la Régie constate que, parmi ceux où les clients consomment plus de 90 000 kWh/an et ont des PMA maximales entre 51 et 58 kW, tous opteraient pour le tarif DP au lieu du tarif D afin de bénéficier d'une réduction tarifaire³⁴².

[736] Le Distributeur reconnaît une certaine discontinuité et soutient que « *le principe de continuité entre les tarifs a son importance mais que ce sont principalement les*

³⁴⁰ Pièce [C-UPA-0022](#), p. 12 et 13

³⁴¹ Pièce [C-UPA-0010](#), p. 16.

³⁴² Pièce [B-0127](#), p. 57 à 59.

principes du meilleur reflet des coûts de service, d'équité et d'amélioration du signal de prix qui l'ont guidé dans sa proposition de structure cible au tarif D »³⁴³.

[737] La Régie rappelle que dans sa décision D-2016-033, lorsqu'elle a accepté le principe de créer le tarif DP, elle exprimait l'importance qu'elle accordait à la continuité et à la progressivité des tarifs domestiques :

« [997] Sur la base de la preuve déposée au présent dossier, la Régie est d'avis qu'il n'est pas justifié d'abaisser la contribution des revenus aux coûts des grands consommateurs facturés en puissance, tel que le suggère le Distributeur.

[998] Malgré ces réserves, la Régie reconnaît que les clients de plus de 50 kW ont des profils de consommation différents de la moyenne des autres clients aux tarifs domestiques, puisqu'ils ont un facteur d'utilisation (FU) plus élevé, un ratio hiver-été moins prononcé et qu'ils sont déjà facturés différemment avec l'ajout d'une prime pour la puissance à facturer. La création d'un tarif distinct pourrait permettre de mieux calibrer les hausses futures par composante pour ces clients et ainsi limiter les effets indus de la hausse plus rapide du prix de la 2^e tranche d'énergie.

[999] Par conséquent, la Régie accepte la proposition du Distributeur de créer un tarif D2 pour les grands consommateurs facturés en puissance. Elle réaffirme toutefois l'importance de la progressivité des tarifs domestiques et du signal de prix, particulièrement chez les grands consommateurs aux tarifs domestiques »³⁴⁴.

[nous soulignons]

[738] La Régie s'interroge également sur la priorisation du principe de mieux refléter les coûts, considérant les très fortes fluctuations des résultats de l'exercice de répartition des coûts, relatifs au tarif DP, tel qu'observé au présent dossier³⁴⁵.

[739] Cet exercice de répartition des coûts au tarif DP est basé sur un échantillon limité de 22 clients, dont un seul avait une consommation inférieure à 100 000 kWh/an, alors

³⁴³ Pièce [B-0127](#), p. 59 et 60.

³⁴⁴ Décision [D-2016-033](#), p. 256.

³⁴⁵ Pièces [B-0080](#), p. 134, et [B-0127](#), p. 49.

qu'ils représentent 26 % des clients au tarif DP. De plus, aucun de ces 22 clients ne représentait la clientèle agricole qui, pourtant, compose 43 % de la clientèle au tarif DP.

[740] Tout en reconnaissant que les stratégies tarifaires doivent évoluer et s'ajuster au contexte énergétique, la Régie juge qu'il est souhaitable que la structure cible tienne davantage compte du principe de continuité tarifaire et de progressivité des tarifs. Cette continuité tarifaire entre les tarifs D et DP pourrait être significativement améliorée si le seuil de la première tranche était fixé à un niveau plus bas.

[741] En audience, le Distributeur s'est dit ouvert à la tenue d'une rencontre technique avec les parties intéressées afin de déterminer la structure cible, d'évaluer d'autres propositions alternatives et d'en examiner les impacts.

[742] La Régie rejette la proposition de structure cible du tarif DP présentée par le Distributeur et lui demande de tenir une rencontre technique avec les personnes intéressées afin de déterminer une nouvelle structure cible.

[743] La Régie ne remet pas en question l'objectif du tarif DP de mettre plus de poids sur la composante « Prime de puissance » afin d'inciter les clients à mieux gérer leurs appels de puissance. Cependant cette nouvelle structure cible devrait tenir compte davantage du principe de continuité tarifaire. Elle devrait également mieux refléter la progressivité des tarifs domestiques, en atténuant les impacts favorables chez les clients consommant plus de 100 000 kWh/an et défavorables chez les clients consommant moins de 100 000 kWh/an.

[744] La Régie demande au Distributeur de présenter des scénarios de propositions alternatives, en décrivant les avantages et inconvénients de chacun, et en présentant, pour chacune de ces propositions alternatives, une mise à jour du portrait détaillé des impacts sur la clientèle touchée par strate de consommation avec des exemples d'abonnements affectés, tel que présenté dans sa preuve principale au présent dossier.

[745] La Régie demande au Distributeur de présenter, entre autres, une proposition de structure cible qui maintienne la différenciation saisonnière actuelle entre la prime de puissance d'été et d'hiver, accompagnée d'une réduction du seuil de la première tranche d'énergie par rapport à la proposition présentée au présent dossier.

17.3 STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL

[746] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (LG) composent les tarifs généraux. Le tarif L est celui applicable à la grande industrie.

[747] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la PFM est inférieure à 65 kW.

[748] Le tarif général M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance dont la PMA est d'au moins 50 kW au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

[749] Le tarif LG, 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, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle, pour lequel le tarif L s'applique.

[750] Le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les petites et moyennes entreprises (PME) au tarif M. Ce rééquilibrage se limite toutefois aux revenus additionnels associés à l'introduction de la PFM au tarif LG, soit environ 0,8 M\$. Ainsi limité, l'ajustement devient à peine perceptible³⁴⁶ au fil du temps.

[751] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur se dit en mesure de déposer au prochain dossier tarifaire une proposition afin de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux de façon plus marquée.

[752] La Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une proposition afin de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux de façon plus accentuée.

³⁴⁶ Pièce [B-0115](#), p. 80 et 81.

[753] Quant à la stratégie relative aux tarifs généraux et industriel, le Distributeur propose, contrairement aux dernières années, une hausse uniforme des composantes « Énergie » et « Puissance ». Cette stratégie applique moins de poids sur la composante « Énergie » afin de mieux refléter le contexte de surplus et le faible coût variable de l'énergie. Le Distributeur poursuit, par ailleurs, l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif G.

[754] Ainsi, l'application de la hausse tarifaire aux tarifs généraux et industriel se décline de la façon suivante :

- gel de la redevance au tarif G;
- hausse uniforme des primes de puissance et des prix de l'énergie;
- hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne des primes de puissance des tarifs généraux et industriel;
- hausse plus importante du prix de la deuxième tranche d'énergie au tarif G;
- hausse du prix de l'énergie des deux tranches du tarif M du même ordre de grandeur, afin de préserver la dégressivité des prix.

[755] La Régie approuve les ajustements aux tarifs généraux et industriel que propose le Distributeur et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.

17.4 RÉVISION DES DISPOSITIONS RELATIVES À L' OPTION DE MESURAGE NET EN RÉSEAUX AUTONOMES

[756] Le Distributeur propose une modification de la section 3 du chapitre 7 des tarifs applicables aux RA³⁴⁷ qu'il introduit comme suit :

« En réseaux autonomes (Option III), le montant accordé au client est calibré sur le coût évité du combustible, soit 17 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au mazout lourd, 33 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au diesel léger et 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au diesel arctique. »

³⁴⁷ Pièce [B-0049](#), p. 161 à 165.

Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur économique. La facture du client ne pourrait toutefois être inférieure au montant minimal applicable à son tarif, comme c'est le cas pour l'option actuelle.

Le Distributeur propose de maintenir l'option de mesurage net actuellement en vigueur (Option I) pour les autoproducteurs qui en bénéficient au 31 mars 2018, et ce, pour une période de 10 ans »³⁴⁸.

[757] Parmi les modalités d'adhésion, il est prévu que le client soumette une demande écrite. Le Distributeur peut refuser le raccordement demandé ou l'adhésion à l'option de mesurage net. D'autres sources de production que le photovoltaïque, comme l'éolien ou l'hydraulique sont également admissibles. Par ailleurs, le Distributeur introduit de nouvelles modalités de facturation, qui prévoient des crédits dans une banque de surplus mais aucun remboursement monétaire.

[758] Le Distributeur explique les raisons pour lesquelles il ne veut pas créditer la valeur de l'énergie produite au-delà de la valeur de la consommation nette facturée, moins le montant minimal à payer :

« Le Distributeur rappelle que sa proposition relative au mesurage net en réseau autonome ne vise qu'à accorder à l'électricité injectée dans le réseau d'Hydro-Québec une valeur économique reflétant davantage le coût évité du combustible alimentant les centrales de production. La proposition du Distributeur ne vise pas à aborder la question des approvisionnements en réseaux autonomes.

Il y a en effet lieu d'éviter d'analyser le mesurage net en réseau autonome sous l'angle de l'approvisionnement en électricité.

[...]

Chaque réseau autonome possède en effet une limite de production décentralisée totale à respecter afin de conserver la stabilité du réseau. La limite de production décentralisée correspond à une faible proportion de la puissance installée du groupe ou des groupes minimalement en exploitation à la centrale. Si cette limite

³⁴⁸ Pièce [B-0047](#), p. 48.

devait être dépassée, il existe un risque de perdre l'alimentation complète du réseau et donc perte de l'alimentation des clients »³⁴⁹.

[759] Le RNCREQ, comme le ROÉE, sont d'avis que la conversion de la banque de kWh en une banque de dollars limite la capacité de chacun des systèmes d'autoproduction qui peuvent être installés, la taille des systèmes diminuant à mesure qu'augmente la valeur accordée à l'énergie produite³⁵⁰.

[760] Selon le RNCREQ, rien dans la preuve du Distributeur ne permet de conclure que le remplacement de la banque de kWh par une banque de dollars, permettant un retour sur l'investissement plus rapide, aura réellement pour effet d'inciter un plus grand nombre de clients à installer des panneaux solaires, alors que le niveau de pénétration du mesurage net en RA demeure très faible, soit une dizaine de clients pour l'ensemble des RA³⁵¹. Même si le prix des composants solaires a chuté, en particulier celui des panneaux eux-mêmes, les coûts de transport de matériel et de la main d'œuvre pour effectuer des installations en communautés éloignées demeurent évidemment importants. Par ailleurs, la proposition du Distributeur tendrait vers une multitude de petits systèmes, une situation jugée indésirable par le Distributeur lui-même³⁵².

[761] Selon le RNCREQ, la proposition du Distributeur augmenterait également le coût unitaire moyen de l'énergie solaire, compte tenu des économies d'échelle qui s'appliquent à des systèmes plus grands, en particulier en raison des coûts de transport et d'installations en communautés éloignées.

[762] Par ailleurs, le RNCREQ reconnaît qu'il existe sans doute un seuil au-delà duquel l'ajout de ressources solaires dans un réseau thermique compliquerait les opérations et augmenterait possiblement les coûts. Le RNCREQ rappelle, à ce sujet, que l'article 2.51 des *Tarifs d'électricité* en vigueur (les Tarifs) permet déjà au Distributeur d'accepter ou de refuser toute demande en vertu du programme de mesurage net.

[763] Le RNCREQ est d'avis que l'article 74.1 de la Loi ne fait pas obstacle à un remboursement de l'énergie injectée au-delà de la valeur de la facture annuelle. Selon

³⁴⁹ Pièce [B-0172](#), p. 31 et 32.

³⁵⁰ Pièces [C-RNCREQ-0025](#), p. 6, [C-RNCREQ-0024](#), diapositive 7, [C-ROÉE-0013](#), p. 16 et 17, [A-0066](#), p. 167, ligne 7 à p. 174, ligne 8.

³⁵¹ Pièce [A-0057](#), p. 62, lignes 19 à 25.

³⁵² Pièce [A-0051](#), p. 196, ligne 21, à p.197, ligne 6.

l'intervenant, tant que la production demeure limitée par la consommation du client, la justification du projet à titre d'autoproduction demeure applicable et il n'y a pas de « *vente de surplus d'électricité* ».

[764] Le ROEE est généralement favorable au tarif proposé par le Distributeur³⁵³, mais voit plusieurs conséquences négatives aux limites des modalités de remboursement. Ainsi, il est d'avis que plus le tarif d'injection offert sera élevé, plus le dimensionnement des systèmes d'autoproduction diminuera. Cela limitera le nombre de panneaux solaires par client en RA, décourageant les économies d'énergie chez les autoproducteurs, et compliquera l'implantation de panneaux photovoltaïques par des fournisseurs en RA, les limitant à de petites installations moins performantes.

[765] La Régie rappelle que le tarif de mesurage net applicable en réseau intégré est déjà offert depuis plusieurs années dans les RA. En vertu de ce tarif, l'énergie autoproduite, lorsqu'elle excède la consommation directe de l'autoproducteur, peut être injectée sur le réseau. Cette énergie injectée est alors inscrite dans une banque de surplus énergétique. L'autoproducteur peut utiliser cette énergie accumulée dans la banque pour ses propres besoins pendant la période de consommation de 24 mois inscrite au tarif. Si des crédits demeurent après cette période, la banque est ramenée à zéro au début de la période de consommation suivante.

[766] Ainsi, l'autoproduction est caractérisée par une production d'énergie renouvelable qui ne dépasse pas les besoins de consommation d'un abonnement sur la période d'application de 24 mois prévue aux Tarifs. Par ailleurs, le principe sous-jacent à l'option de mesurage net est d'offrir un service d'équilibrage en autorisant à un autoproducteur d'injecter sa production nette en tout temps sur le réseau afin qu'il puisse récupérer l'énergie accumulée pour sa consommation ultérieure.

[767] Ainsi, lorsqu'il injecte sur le réseau les surplus produits par son système soumis aux aléas de la ressource renouvelable, l'autoproducteur n'offre pas au Distributeur de garantie de puissance ou de fourniture d'énergie et ce dernier est obligé d'absorber cette énergie, à tout instant. En retour, quand le consommateur veut avoir accès à l'électricité du réseau pour ses propres besoins, le Distributeur a l'obligation de lui en fournir, même s'il est en période de pointe.

³⁵³ Pièce [C-ROEE-0027](#), p. 7 et 8.

[768] Selon la Régie, le constat de cette réalité du mode de fonctionnement du mesurage net, démontre clairement que l'injection d'énergie ne peut pas être considérée comme un approvisionnement pour le Distributeur puisqu'il ne peut pas compter sur cette ressource lorsqu'il en a besoin.

[769] La Régie constate que l'offre tarifaire du Distributeur donne une valeur plus élevée à l'énergie injectée qu'à celle de l'énergie livrée en regard des coûts évités :

« 7.17 Banque de surplus

Pour chaque période de consommation, la valeur de l'électricité injectée par l'autoproduiteur dans le réseau d'Hydro-Québec est créditée dans une banque de surplus.

Cette valeur correspond au nombre de kilowattheures injectés multiplié par : [...] »³⁵⁴.

[770] Cette offre tarifaire peut créer, sur une seule période de consommation, un crédit monétaire à l'abonné. Il y a donc une gestion des crédits monétaires à faire.

[771] Par ailleurs, un autoproduiteur a besoin du réseau pour équilibrer ses surplus temporaires d'énergie et pour compter sur un approvisionnement fiable lorsqu'il a besoin d'électricité. Selon la Régie, cet autoproduiteur doit donc, à chaque période, payer la redevance. La banque de surplus monétaire ne peut être utilisée pour payer la redevance.

[772] Comme l'option de mesurage net vise des petites installations résidentielles de quelques kW seulement et qu'elle a, jusqu'à présent, touché très peu d'abonnés, la Régie considère que l'offre tarifaire du Distributeur peut-être testée sur une période de démarrage sans mettre en danger la stabilité des réseaux, d'autant plus que le Distributeur se réserve le droit de refuser toute demande d'adhésion à cette option³⁵⁵. Pendant cette période, le Distributeur pourra tester la réponse du marché à cette nouvelle offre tarifaire et poursuivre les analyses de ses systèmes et de leur impact sur la stabilité des réseaux.

[773] Advenant le besoin ultérieur de réviser l'offre de mesurage net, l'investissement des premiers participants pourrait être protégé par un droit acquis au maintien du tarif et de ses conditions sur une période donnée.

³⁵⁴ Pièce [B-0049](#), p. 163.

³⁵⁵ Pièce [B-0049](#), p. 162.

[774] La Régie a décidé, par sa décision D-2017-105, de reporter l'examen de la proposition du Distributeur pour la Section 6 – Option de mesurage net pour autoproducteur – Option I et la Section 7 – Mesurage net pour autoproducteur – Option II au Chapitre 2 des Tarifs³⁵⁶.

[775] La Régie note que le Distributeur a exclu Schefferville à l'article 2.58 prévu à la Section 7 – Mesurage net pour autoproducteur – Option II de l'admissibilité au mesurage net pour autoproducteur Option III.

[776] La Régie constate que le Distributeur n'a pas exclu le réseau de Lac-Robertson de l'option de Mesurage net pour autoproducteur – Option III. Cependant, puisque le réseau du Lac Robertson est alimenté à partir d'énergie hydroélectrique, il n'a pas à bénéficier de conditions différentes liées à la production d'électricité de source thermique. **En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de modifier l'article 7.12 de la Section 3 du chapitre 7 des Tarifs afin d'exclure les réseaux de Schefferville et de Lac-Robertson.**

[777] **Considérant ce qui précède, la Régie accepte les propositions tarifaires du Distributeur pour le mesurage net en réseau autonome tel que présenté à la Section 3 – Mesurage net pour autoproducteur – Option III, sous réserve des décisions concernant le réseau de Schefferville et Lac-Robertson et de la facture minimale applicable.**

[778] **Enfin, la Régie demande au Distributeur de présenter un suivi de la réponse de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes à cette nouvelle offre tarifaire de mesurage net et de présenter, le cas échéant, certains aménagements si la preuve démontre que ces systèmes, en devenant plus nombreux, mettent en danger la fiabilité de ces réseaux.**

[779] La Régie juge important de souligner que l'offre tarifaire du Distributeur porte uniquement sur l'énergie injectée sur le réseau et valorise ainsi à un taux plus élevé l'énergie produite par l'autoproducteur en excès de ses propres besoins de consommation. En ce qui concerne l'énergie solaire en RA, cela peut signifier que le Distributeur accorde sa plus forte valeur à l'énergie injectée lorsqu'il y a abondance de ressource renouvelable et où il y a une plus faible demande, c'est-à-dire possiblement aux moments où les

³⁵⁶ Pièce [B-0049](#).

besoins du réseau sont les plus faibles et où l'injection d'électricité pourrait mettre en danger la stabilité du réseau.

[780] Par ailleurs, en RA, la valeur donnée par le Distributeur à l'électricité injectée dans le réseau d'Hydro-Québec reflète le coût évité du combustible alimentant les centrales de production³⁵⁷. La Régie est d'avis qu'à partir du moment où de l'électricité renouvelable est produite et utilisée sur le réseau, elle évite les coûts du combustible alimentant la centrale électrique du Distributeur, indépendamment du fait qu'elle soit injectée sur le réseau par l'autoproduiteur ou consommée directement par lui. En effet, si l'autoproduiteur ne produisait pas l'électricité qu'il consomme sur place, cette énergie devrait provenir de la centrale de production thermique.

[781] Or, dans la proposition du Distributeur, la valeur de l'électricité renouvelable directement consommée par l'autoproduiteur équivaut à celle de l'électricité livrée, c'est-à-dire à celle du tarif DN, puisque c'est le coût qu'il évite de payer. La Régie s'interroge sur le fait qu'en RA, le Distributeur alloue moins de valeur à l'énergie renouvelable directement consommée par l'autoproduiteur alors qu'il en accorde plus pour l'énergie injectée, c'est-à-dire quand la ressource renouvelable excède les besoins et qu'il est obligé de l'accepter sur son réseau.

[782] De l'avis de la Régie, il pourrait être envisagé d'accorder en RA une valeur plus grande à l'électricité directement consommée par l'autoproduiteur et de diminuer, voire éliminer, la valeur accordée à l'énergie injectée sur le réseau. Cette méthode pourrait avoir l'avantage d'inciter les autoproduiteurs à optimiser la conception de leur système d'autoproduction pour leur consommation directe et limiter l'injection d'électricité sur le réseau.

[783] Considérant que l'énergie renouvelable autoproduite évite les coûts de production au Distributeur et diminue les émissions de GES liées au combustible des centrales de production, indépendamment du fait qu'elle soit consommée sur place ou injectée sur le réseau, la Régie invite le Distributeur à réfléchir à la possibilité de valoriser au taux de l'Option III l'énergie renouvelable produite et utilisée directement par l'autoproduiteur et à ne pas encourager l'injection d'énergie sur le réseau à des périodes où elle pourrait mettre en danger sa stabilité.

³⁵⁷ Pièce [B-0172](#), p. 31.

[784] La Régie juge que cette possibilité ne peut s'appliquer qu'aux RA avec leurs caractéristiques de coût évités et leurs contraintes de stabilité différentes du réseau intégré.

[785] **La Régie demande au Distributeur d'étudier cette possibilité, ses avantages opérationnels et ses difficultés d'implantation et de lui présenter les résultats de cette étude dans un prochain dossier tarifaire à ce sujet.**

17.5 RÉVISION DU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[786] Dans le cadre de l'Avis, la Régie indiquait « *qu'il y aurait lieu de reconsidérer les conditions d'admissibilité du TDÉ en matière de puissance ajoutée, afin de favoriser l'implantation d'un plus grand nombre de projets d'expansion d'activités industrielles* »³⁵⁸.

[787] À cette fin, le Distributeur propose, dans le cas d'une expansion d'installation existante, d'abaisser de 1 000 kW à 500 kW la puissance à ajouter, et de 20 % à 10 % le critère de puissance minimale à ajouter.

[788] Par ailleurs, le Distributeur apporte certaines modifications aux articles 6.41 à 6.44 de ses Tarifs afin d'harmoniser les définitions de période historique et de puissance historique, ainsi que préciser le contenu de l'entente entre Hydro-Québec et le client admissible.

[789] L'ACEFQ et l'AQCIE-CIFQ appuient la proposition du Distributeur.

[790] **La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur concernant le TDÉ.**

17.6 INTRODUCTION D' UN TARIF DE RELANCE INDUSTRIELLE

³⁵⁸ Avis [A-2017-01](#), p. 68.

[791] Le Distributeur propose d'offrir un tarif encourageant la remise en exploitation de capacités de production inutilisées chez la clientèle industrielle de grande puissance, ainsi que la conversion à l'électricité de procédés industriels. Ces accroissements de charge provenant de cette clientèle généreront des revenus additionnels pour le Distributeur, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

[792] Comme pour l'option d'électricité additionnelle, le TRI serait offert sur une base non ferme et serait basé sur le coût évité de l'électricité du Distributeur, établi selon la formule décrite à l'article 6.32 des Tarifs et sujet à des périodes de restriction en hiver. Le prix applicable ne pourrait toutefois être inférieur au prix de l'énergie au tarif L, soit 3,30 ¢/kWh tel que proposé au 1^{er} avril 2018.

[793] Parmi les conditions d'admissibilité, l'article 6.56 des Tarifs prévoit que la charge additionnelle devra être d'au moins 500 kW. De plus, l'usine visée doit présenter un potentiel notable d'ajout net de nouvelles charges au Québec lequel ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations au Québec.

[794] En outre, le client assume tous les coûts additionnels, notamment ceux associés au renforcement du réseau pour son alimentation au TRI, et il devra s'engager pour un minimum de trois périodes de consommation au cours des 12 périodes mensuelles suivant son adhésion au tarif.

[795] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur explique que sa proposition vise essentiellement « *à accorder plus de souplesse tarifaire à la clientèle industrielle tout en contribuant, d'une part, à l'écoulement de surplus et, d'autre part, à l'amélioration de la compétitivité des grands clients industriels* »³⁵⁹.

[796] Il confirme que même dans le cadre d'une conversion à l'électricité de procédés industriels, les clients au TRI seront soumis à un service non ferme. Il précise qu'il demandera aux clients bénéficiant du TRI de restreindre leur consommation dès qu'il aura recours à des moyens de gestion ou qu'il constatera des problèmes de disponibilité du réseau.

[797] L'ACEFQ demande un suivi des coûts et des revenus du TRI dans le cadre des dossiers tarifaires afin de démontrer s'il est bénéfique à l'ensemble de la clientèle, comme le soutien le Distributeur.

³⁵⁹ Pièce [B-0127](#), p. 65.

[798] L'AQCIE-CIFQ appuie l'introduction du TRI et souligne en audience que des membres attendent avec grand espoir l'approbation du TRI dans son volet conversion de procédés industriels³⁶⁰.

[799] La FCEI se dit favorable au TRI, sur le principe. Elle est toutefois préoccupée par deux aspects de la proposition, soit la rentabilité du tarif et les catégories de clients admissibles.

[800] Pour ce qui est de la rentabilité du tarif, cette intervenante affirme qu'il est important que les rabais consentis ne le soient pas au détriment du reste de la clientèle. Puisque le tarif est offert sur une base non ferme, la FCEI déduit qu'il n'affecterait effectivement pas le besoin en puissance. Toutefois, bien qu'elle ait questionné le Distributeur sur ce point, elle estime ne pas en avoir obtenu la confirmation explicite.

[801] Concernant l'admissibilité, la FCEI ne voit pas pourquoi une installation complètement à l'arrêt, avec une consommation de 500 kW, devrait être privée de l'accès à cette énergie du simple fait qu'elle n'est pas juxtaposée à d'autres équipements consommant 5 MW ou plus. Par conséquent, la FCEI demande que l'admissibilité au TRI soit ouverte aux clients du tarif M³⁶¹.

[802] Lors de sa réplique, le Distributeur se dit ouvert à la possibilité d'offrir un TRI aux clients de grande taille au tarif M et d'en discuter avec la FCEI et l'AQCIE-CIFQ.

« Le tarif, le TRI, de relance industrielle pour ce qu'il est convenu d'appeler, au terme de l'audience, les gros M. [...] »

Alors, oui, le Distributeur est ouvert à regarder cette question-là. Autant en ce qui concerne le potentiel qu'on peut puiser que les modalités qui seraient applicables à tels types de... modalités tarifaires applicables à un TRI au tarif M »³⁶².

³⁶⁰ Pièce [A-0063](#), p. 29.

³⁶¹ Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 9.

³⁶² Pièce [A-0072](#), p. 22.

Opinion de la Régie

[803] Comme elle le rappelait lors de l'adoption du TDÉ³⁶³, la Régie doit s'assurer que le TRI proposé permet au Distributeur de couvrir l'ensemble des frais de fourniture d'électricité, des frais découlant du tarif de transport et autres frais, tel que stipulé à l'article 52.1 de la Loi. Autrement dit, la Régie doit s'assurer de la rentabilité de l'offre tarifaire pour le Distributeur et de son équité envers les autres clients.

[804] La Régie note que cette offre tarifaire s'inscrit dans un contexte de surplus énergétique et que la disponibilité du tarif pourrait être revue en fonction de l'évolution du contexte économique et énergétique³⁶⁴.

[805] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur affirme qu'il « *demandera aux clients bénéficiant du TRI de restreindre leur consommation dès qu'il aura recours à des moyens de gestion ou qu'il constatera des problèmes de disponibilité du réseau* »³⁶⁵.

[806] En audience, il apporte quelques nuances :

*« Maintenant, d'un point de vue opérationnel, c'est sûr qu'on ne pourra pas... je ne peux pas me commettre à ne pas employer aucun moyen de gestion si ces clients-là ne sont pas interrompus »*³⁶⁶.

« Sur le principe, c'est un tarif qui est, donc, qui est non ferme, qui est, donc, nécessairement interruptible et oui, il pourrait coïncider avec les achats sur les marchés de court terme. Ça pourrait dépendre, je qualifie ma réponse simplement pour des questions de durée.

*Dans le fond, il peut y arriver qu'on a un achat de deux heures sur les marchés de court terme. Est-ce que ça justifie l'interruption du client? Pas nécessairement »*³⁶⁷.

« C'est sûr qu'à chaque jour, on évalue ces moyens-là puis il n'y a rien de fixe dans le fond. Ça fait que c'est une gestion des risques, c'est fait en fonction de

³⁶³ Décision [D-2015-018](#), p. 244.

³⁶⁴ Pièce [B-0047](#), p. 50.

³⁶⁵ Pièce [B-0127](#), p. 67.

³⁶⁶ Pièce [A-0051](#), p. 121.

³⁶⁷ Pièce [A-0060](#), p. 41.

notre historique d'approvisionnement. Puis, dans le fond, il pourrait y arriver des moyens ou des journées ou des heures où les achats de court terme, par exemple, sont à un coût qui est très faible ou plus faible ou nécessairement pas élevé où on préférerait peut-être conserver ces clients-là sans les arrêter puis garder les clients à consommer puis faire des achats de court terme à faible coût sur les marchés.

Il va arriver d'autres moyens ou d'autres temps ou d'autres situations que le réseau va être plus contraint puis, donc on va appeler, par exemple, l'électricité interruptible puis que ces clients-là, eux, bon, on va les restreindre en maintenance. C'est juste que tous ces moyens-là, dans le fond, s'additionnent, font partie de notre portefeuille puis ils peuvent être appelés en fonction de notre flexibilité puis en fonction des aléas et des délais, aussi, d'appel comme disait monsieur Zayat hier, un petit peu, là.

Q. [7] Donc, si je comprends bien votre réponse, c'est plus au cas le cas selon les circonstances puis les caractéristiques du moment.

R. Effectivement »³⁶⁸.

[807] La Régie comprend qu'en pratique, le Distributeur conserve une certaine discrétion et n'entend pas agir de façon automatique ou systématique en demandant, en premier et à tous les clients du TRI, de restreindre leur consommation dès que des moyens de gestion de puissance seront appliqués ou dès que des achats sur les marchés de court terme seront requis.

[808] Il est raisonnable de présumer que s'il y a impact sur les besoins et les coûts en puissance, il devrait être minime. La Régie juge qu'un suivi adéquat devrait permettre de s'en assurer et de confirmer la neutralité du TRI, tout en offrant l'occasion de revoir, éventuellement, la disponibilité du tarif en fonction de l'évolution du contexte économique et énergétique.

[809] Considérant les surplus énergétiques prévus pour les 10 prochaines années, que le TRI serait offert sur une base non ferme et qu'il ne devrait pas affecter les besoins en puissance à la pointe du Distributeur, la Régie accepte l'introduction d'un tarif de relance industriel destiné aux grands consommateurs industriels n'utilisant pas à pleine capacité leurs installations de production et à ceux qui souhaitent convertir à l'électricité un procédé industriel.

³⁶⁸ Pièce [A-0061](#), p. 20 et 21.

[810] Le Distributeur propose de produire un suivi à la Régie, dans le cadre de son rapport annuel, qui présenterait essentiellement les mêmes informations que celles fournies dans le cadre du suivi de l'option d'électricité additionnelle, soit le volume total mensuel offert (MWh), le prix moyen mensuel de l'électricité et le nombre de clients participants par type de demande.

[811] Selon la Régie, un tel suivi ne permettrait pas de juger de la neutralité du TRI. Un suivi des périodes de restriction, du nombre de clients et du nombre d'heures pendant lesquelles les clients au TRI ont effectivement restreint leur consommation au niveau historique apparaît essentiel pour juger de la neutralité du TRI, considérant que le Distributeur n'entend pas agir de façon automatique et systématique en demandant, en premier et à tous les clients du TRI, de couper leur consommation au TRI dès que des moyens de gestion de la puissance seront appliqués ou dès que des achats sur les marchés de court terme seront requis. Comme c'est le cas pour le TDÉ, le suivi du TRI devrait être présenté dans le cadre du dossier tarifaire.

[812] Ce suivi devra indiquer, entre autres, pour chacun des mois et au total, le nombre de clients par type de demande (remise en production ou conversion de procédés), le volume mensuel offert (en MWh) par type de demande, le prix moyen mensuel de l'électricité, la puissance maximale appelée par type de demande et, pour chaque période de restriction, le nombre de clients appelés et ayant restreint leur puissance à leur niveau historique, par type de demande, le nombre d'heures d'interruption et la puissance totale interrompue, par type de demande.

[813] La Régie encourage également le Distributeur à explorer avec la FCEI et l'AQCIE-CIFQ la possibilité d'offrir un TRI pour les plus grands clients au tarif M.

17.7 EXTENSION DE L' ADMISSIBILITÉ AU CRÉDIT POUR INTERRUPTION OU DIMINUTION DE LA FOURNITURE

[814] Le Distributeur propose d'étendre l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture, prévue à l'article 5.12 des Tarifs, aux conflits de travail et aux bris d'équipement dans le poste électrique du client. Selon lui, cette mesure permet un accroissement de la souplesse tarifaire pour les clients industriels afin d'améliorer leur compétitivité.

[815] Actuellement, afin de se prémunir contre un éventuel conflit de travail ou un bris d'équipement dans leur poste électrique, certains clients se privent de la flexibilité que leur procure le mécanisme de la puissance souscrite et préfèrent réserver la possibilité de la diminuer advenant de tels événements.

[816] Les événements visés surviennent en de rares occasions. À titre illustratif, au cours de la période de 2013 à 2016, le Distributeur a recensé cinq conflits de travail et deux bris d'équipement dans le poste électrique de clients industriels³⁶⁹. Des sept cas recensés, deux clients ont utilisé le mécanisme de puissance souscrite pour limiter les impacts financiers et les cinq autres n'ont pas été en mesure ou n'ont pas jugé nécessaire de réduire leur puissance souscrite pour atténuer l'impact de ces événements sur leur production.

[817] L'AQCIE-CIFQ est favorable à la proposition du Distributeur. Il considère qu'il s'agit d'une mesure facilement applicable pour rendre plus attrayante l'offre tarifaire auprès des grands consommateurs industriels d'électricité.

[818] L'intervenant appuie la demande du Distributeur pour cet ajout de flexibilité dans l'application du crédit pour interruption ou diminution de la fourniture, à la fois lors d'arrêt de production pour la maintenance des équipements et en cas de conflits de travail ou de bris mécanique.

[819] Selon lui, plusieurs clients industriels ont souligné que les contrats d'approvisionnement auxquels ils sont partie assimilent les conflits ouvriers, lesquels sont peu courants, à des événements de force majeure.

[820] La Régie note qu'une proposition semblable pour modifier les Tarifs avait été présentée dans un dossier tarifaire antérieur. Dans la décision D-2015-018³⁷⁰, la Régie notait les difficultés liées à la démarcation des responsabilités et du contrôle quant au déclenchement d'une grève ou d'un lock-out et n'a pas approuvé les modifications demandées à l'article 5.12 des Tarifs.

[821] La Régie note toujours les mêmes difficultés quant à la notion de contrôle en matière de grève et lock-out.

³⁶⁹ Pièce [B-0115](#), p. 75.

³⁷⁰ Décision [D-2015-018](#), p. 224.

[822] La Régie est donc d'avis qu'il n'est pas opportun d'inclure les conflits de travail dans l'article 5.12 des Tarifs. Elle approuve cependant l'ajout de bris d'équipement dans le poste électrique du client parmi les événements permettant l'obtention d'un crédit.

[823] **La Régie accepte le libellé suivant pour l'article 5.12 des Tarifs.**

5.12 Crédit pour interruption ou diminution de la fourniture

Le client peut obtenir un crédit sur le montant à payer pour la puissance si, pendant une période continue d'au moins 1 heure :

- a) l'électricité ne lui a pas été fournie parce qu'Hydro-Québec a interrompu l'alimentation, ou
- b) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, à la demande d'Hydro-Québec, ou
- c) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, en raison d'une guerre, d'une rébellion, d'une émeute, d'une épidémie grave, d'un incendie, d'un bris d'équipement dans son poste électrique ou de tout autre événement de force majeure, à l'exclusion des grèves ou des lock-out qui peuvent survenir au sein de son entreprise.

17.8 ADMISSIBILITÉ À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ÉCLAIRAGE DE PHOTOSYNTÈSE

[824] Le Distributeur intègre dans ses propositions la piste de solution de la Régie, émise dans son Avis, d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse dès 2018.

[825] Cette mesure pourrait permettre à une vingtaine de serres additionnelles de bénéficier de l'option, dans la mesure où elles disposent d'éclairage de photosynthèse. En permettant une réduction de la facture associée à l'éclairage de photosynthèse à plus de producteurs en serre, cette mesure pourrait contribuer au développement de serres de moyenne taille et à la croissance des ventes d'électricité en favorisant, entre autres, la production tout au long de l'année.

[826] L'UPA appuie la proposition du Distributeur.

[827] **La Régie accepte la proposition du Distributeur d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse.**

17.9 ABROGATION DES TARIFS À FORFAITS T-1 ET T-2

[828] Les tarifs à forfait s'appliquent à l'abonnement pour usage général lorsque la consommation d'énergie n'est pas mesurée. Ces tarifs se déclinent en abonnements quotidien (T-1), hebdomadaire (T-2) et mensuel (T-3).

[829] Le Distributeur préconise le mesurage des charges raccordées au réseau de distribution afin de facturer la consommation réelle du client au tarif approprié. Toutefois, il est d'usage, dans l'industrie, de procéder par estimation de la consommation dans certaines situations pour des raisons de sécurité ou d'accessibilité, notamment.

[830] Comme il s'agit presque exclusivement d'usages permanents, c'est le tarif T-3 qui est actuellement appliqué.

[831] Afin de refléter la pratique actuelle de favoriser le mesurage dans les cas d'alimentation temporaire, le Distributeur propose d'abroger les tarifs à forfait T-1 et T-2. Dans l'éventualité où le mesurage ne serait pas installé pour un usage temporaire, l'abonnement serait alors admissible au tarif T-3.

[832] Dans un souci de simplicité et de compréhension des tarifs, le Distributeur propose également de renommer le tarif T-3 « tarif F », signifiant tarif à forfait.

[833] Le Distributeur confirme qu'il n'y a actuellement aucun client aux tarifs T-1 et T-2 et qu'un seul abonnement a été facturé au tarif T-1 au cours des cinq dernières années. Le client était une municipalité et l'abonnement visait une alimentation pour une journée de festivités en décembre. De plus, le Distributeur confirme que les implications financières associées à l'abrogation des tarifs T-1 et T-2 sont marginales, voire inexistantes³⁷¹.

³⁷¹ Pièce [B-0080](#), p. 151.

[834] Le Distributeur indique aussi que les municipalités sont titulaires de 7 000 abonnements T-3.

[835] L'UMQ confirme en audience être satisfaite des réponses du Distributeur concernant sa proposition.

[836] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'abolir les tarifs T-1 et T-2 et de renommer le tarif T-3 « tarif F ».

17.10 AUTRES MODIFICATIONS

[837] Outre les changements indiqués aux sections précédentes, le Distributeur apporte des précisions à l'application des Tarifs. De plus, certaines modifications sont apportées afin d'harmoniser la formulation et la présentation des dispositions actuelles, ou de corriger la terminologie et la syntaxe. Les changements suivants sont également proposés :

- L'article 2.4 des Tarifs est modifié pour préciser les dispositions relatives au choix du tarif pour un client domestique et harmoniser la formulation avec l'article 10.1 qui s'applique aux tarifs généraux. Ce dernier est également modifié afin de permettre le choix d'un tarif de courte durée.
- L'article 3.2 des Tarifs relatif à la structure du tarif G est modifié afin de préciser que le montant mensuel minimal de la facture est de 12,33 \$ lorsque l'électricité livrée est monophasée.
- L'article 3.8 des Tarifs est modifié afin d'y inclure la procédure de transfert proactif mise en place au 1^{er} avril 2014 pour éviter qu'un client demeure au tarif G si un tarif de moyenne puissance s'avère plus avantageux.
- L'article 9.5 des Tarifs relatif à l'établissement de la consommation au service général d'éclairage public est modifié afin de préciser que le client doit fournir à Hydro-Québec tous les renseignements que celle-ci juge nécessaires aux fins de l'établissement de la puissance raccordée et de préciser les dispositions lorsqu'il apporte des modifications à ses circuits d'éclairage public.

[838] Tel qu'il est indiqué à la pièce HQD-20, document 2 du dossier R-3964-2016, le Distributeur propose d'intégrer le chapitre 12 des Tarifs portant sur les frais liés au

service d'électricité dans le texte des nouvelles *Conditions de service d'électricité*. Ainsi, en réponse à l'ordonnance de la Régie contenue à sa décision D-2017-118, le Distributeur déposera, pour approbation, au dossier R-3964-2016 une mise à jour des différents frais et prix proposés liés au service d'électricité.

[839] En conséquence, le Distributeur apporte les ajustements suivants à sa preuve, en retirant de l'examen du présent dossier les pièces suivantes :

- HQD-13, document 3, articles 12.3 à 12.9;
- HQD-14, document 4, chapitre 12 (pages 196 à 211);
- HQD-14, document 5, chapitre 12 (pages 189 à 204).

[840] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve toutes ces autres modifications proposées au texte des *Tarifs d'électricité*, telles que précisées à la pièce B-0049, sauf pour les modifications portant sur le mesurage net en réseau intégré, soit le Chapitre 2 des Tarifs, Section 6 – Mesurage pour autoproducteur – Option I, et Section 7 – Mesurage net pour autoproducteur – Option II, ainsi que les documents que le Distributeur a retiré de l'examen du dossier et précisés au paragraphe 839 de la décision.**

[841] **La Régie demande au Distributeur de modifier, dans ses versions française et anglaise, le texte des Tarifs d'électricité conformément à la présente décision.**

17.11 SUIVIS DES MESURES VISANT LES EXPLOITATIONS AGRICOLES

[842] Dans sa décision D-2013-174³⁷², la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse. Elle lui demandait aussi de faire un suivi des adhésions et de leur impact. Ces mesures, qui faisaient partie d'une série d'initiatives du gouvernement du Québec dans le cadre de sa *Politique de souveraineté alimentaire*, visaient à appuyer le développement du secteur serricole en réduisant les coûts énergétiques des producteurs en serre et en améliorant leur compétitivité, tout en contribuant au développement durable.

³⁷² Décision [D-2013-174](#).

Tarif DT

[843] Le Distributeur indique que deux serres maraîchères, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit au tarif DT en 2014. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis.

[844] Pour la troisième année d'adhésion, le Distributeur constate une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 45 %, une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité de près de 40 % par rapport au tarif D et un prix unitaire d'environ 40 % plus avantageux par rapport à un prix du mazout de 80 ¢/litre. Ces économies tiennent compte du fait que ces deux abonnements paient une prime de puissance au tarif DT. Par ailleurs, l'ajout de ces deux clients agricoles au parc biénergie existant n'affecte pas la rentabilité du tarif DT.

[845] **La Régie prend acte du suivi relatif au tarif DT pour les exploitations agricoles et demande au Distributeur de le maintenir.**

Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

[846] Le Distributeur indique qu'au 1^{er} juillet 2017, 14 abonnements sont facturés à l'option d'électricité additionnelle. De plus, une serre a récemment adhéré à l'option.

[847] Quinze abonnements ont été facturés à l'option en 2016, incluant un abonnement qui n'est désormais plus admissible à cette option. Pour 13 d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Onze de ces abonnements avaient une consommation de base facturée au tarif M alors que pour quatre d'entre eux, cette consommation de base était facturée au tarif domestique.

[848] Le Distributeur observe une augmentation globale de la consommation de 45 GWh. Cette croissance est attribuable principalement à quatre serres, dont l'une a quadruplé sa consommation d'électricité. Les revenus globaux de 2016, comparés à ceux avant l'adhésion à l'option, montrent une croissance des ventes de l'ordre de 2 M\$. Toutefois, en tenant compte des quatre abonnements qui avaient une consommation historique importante et qui ont par la suite cessé leurs opérations entièrement,

l'augmentation globale de la consommation et le manque à gagner attribuables à l'option sont de l'ordre de 7,8 GWh et 0,9 M\$ respectivement.

[849] Durant l'hiver 2016-2017, il n'y a eu qu'une seule période de restriction qui a totalisé cinq heures. Seule une consommation négligeable a été enregistrée pendant cette période.

[850] La Régie prend acte du suivi de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse et demande au Distributeur de le maintenir.

17.12 SUIVI LIÉ AU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[851] Le Distributeur dépose le suivi du TDÉ et un tableau de simulation de sa rentabilité. À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec 15 clients. Six de ces clients, principalement des centres de données, bénéficient actuellement du TDÉ.

[852] La répartition par tarif des 15 clients acceptés au TDÉ au moment du dépôt de la demande tarifaire est la suivante : cinq projets au tarif M, six au tarif LG et quatre au tarif L. De ce nombre, 10 ententes visent des centres de données. Le potentiel estimé de ventes annuelles pour les 15 clients acceptés au TDÉ est de l'ordre de 1,5 TWh, pour un impact sur les besoins en puissance d'environ 200 MW³⁷³.

[853] Dans sa réponse à l'engagement 12 pris à l'audience, le Distributeur indique que sept des 10 centres de données au TDÉ sont impliqués dans la technologie « *blockchain* », dont trois sont en activité.

[854] Le Distributeur confirme en audience que le critère de 3,5 emplois par MW s'applique aux entreprises impliquées dans la technologie « *blockchain* », mais que lors du branchement sur le réseau, ces entreprises ont typiquement de faibles consommations, de cinq ou 10 MW. Puisque ces consommations augmentent progressivement, certains clients pourraient ne plus être admissibles³⁷⁴.

³⁷³ Pièce [B-0115](#), p. 64.

³⁷⁴ Pièce [A-0049](#), p. 85.

[855] **La Régie prend acte du suivi du TDÉ et demande au Distributeur de le maintenir au prochain dossier.**

[856] **Considérant que sept des 10 centres de données au TDÉ sont impliqués dans la technologie « *blockchain* » et considérant que le Distributeur fait face à de très nombreuses demandes de clients potentiels provenant de cette industrie, la Régie invite le Distributeur à s'assurer que chacun des projets soumis respecte les conditions d'admissibilité (art. 6.42 des Tarifs) en ce qui a trait à la forte valeur ajoutée à l'économie québécoise et qu'il en fasse rapport à la Régie lors du suivi du TDÉ.**

17.13 SUIVI LIÉ À LA RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

[857] Conformément à la demande de la Régie, le Distributeur présente les statistiques de consommation, pour les mois d'avril et mai 2017, soit depuis la mise en place du tarif BR, portant sur 61 abonnements à ce tarif au 31 mai 2017. Au cours de ces deux premiers mois, près de 10 000 recharges ont été effectuées. Chacun de ces abonnements n'alimente, pour l'instant, qu'une seule borne de recharge rapide (400 V ou plus).

[858] **La Régie prend acte du suivi du tarif BR et demande au Distributeur de le maintenir au prochain dossier.**

[859] Le Distributeur présente également l'état des travaux permettant l'analyse des habitudes de recharge à domicile. Il utilisera l'information recueillie dans le cadre du programme « *Charge the North* », une initiative de FleetCarma financée par Ressources naturelles Canada. Les données seront recueillies par l'entremise d'un système de diagnostic embarqué, soit un dispositif installé à même la voiture. Le Distributeur documentera également l'usage de recharges par l'entremise des données recueillies à partir du tarif expérimental BR.

[860] **La Régie prend acte du suivi de l'état des travaux permettant l'analyse des habitudes de recharges à domicile et demande au Distributeur de le maintenir au prochain dossier.**

17.14 BILAN CONCERNANT L' OPTION D' ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

[861] Dans sa décision D-2014-156³⁷⁵, la Régie demandait au Distributeur de produire, pour le dossier tarifaire 2018-2019, un bilan du recours à l'électricité interruptible. Elle demandait également de justifier le maintien des crédits et des modalités applicables aux options d'électricité interruptible offertes aux clients de grande et de moyenne puissance.

[862] Le Distributeur constate que la hausse des mégawatts effectifs, en 2014, reflète l'ajustement des crédits visant à accroître la valeur de l'option pour la clientèle visée et freiner la baisse des quantités de puissance interruptible offertes. Compte tenu de la contribution satisfaisante des participants, le Distributeur estime que les crédits et les modalités applicables aux options d'électricité interruptible sont adéquats et suffisants.

[863] **La Régie prend acte du bilan de l'option d'électricité interruptible.**

18 MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[864] Le Distributeur a poursuivi l'étude ou la mise en place de diverses mesures destinées à aider les MFR, comprenant notamment des initiatives annoncées dans la foulée du Décret 841-2014.

[865] Ces mesures comprennent, entre autres :

- deux mesures de bonification, pour les MFR, destinées à une éventuelle intégration aux ententes de paiement personnalisées de type A et B;
- la mise en place par le Distributeur, à l'interne, d'un Centre d'accompagnement pour les MFR;
- le financement des associations de consommateurs pour le travail qu'elles font auprès des MFR et dont bénéficie le Distributeur.

³⁷⁵ Décision [D-2014-156](#).

[866] Dans le présent dossier, le Distributeur fait le suivi de ces mesures et d'autres mesures destinées à aider les MFR.

18.1 ENTENTES DE PAIEMENT

[867] Le Distributeur a proposé, dans le cadre du dossier R-3905-2014, deux améliorations aux ententes de paiement, soit une entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu et une entente relative à l'effacement graduel de la dette. Dans le dossier R-3980-2016, il a annoncé pour 2017 un projet pilote pour chacune de ces mesures.

[868] Dans le présent dossier, le Distributeur donne les résultats préliminaires de ces projets pilote.

Entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu

[869] Le Distributeur souhaite offrir une entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu, en introduisant la notion de taux d'effort sur le revenu afin de rehausser, s'il y a lieu, la subvention à la consommation qui leur est accordée. Cette mesure est destinée à être insérée dans l'entente personnalisée de type B.

[870] Le Distributeur a commencé le projet pilote au deuxième trimestre de 2017³⁷⁶. Les résultats préliminaires en date du 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés dans la preuve initiale³⁷⁷. Le groupe test a payé 71 % des sommes attendues à ce jour, alors que le groupe témoin, avec une entente personnalisée B, en a payé 70 %³⁷⁸.

[871] Bien que ces résultats ne soient pas concluants, le Distributeur est d'avis que cette entente MFR pourrait permettre de réduire le taux d'effort des clients s'y qualifiant. Par conséquent, il est ouvert à sa mise en place et soutient que cette entente MFR plus généreuse pourrait être offerte à partir d'avril 2018.

³⁷⁶ Dossier R-3980-2016, pièces [B-0056](#), p. 6, et [B-0075](#), p. 54.

³⁷⁷ Pièce [B-0051](#), p. 5.

³⁷⁸ Pièce [B-0083](#), p. 64.

[872] L'ACEFQ³⁷⁹ et OC³⁸⁰ sont favorables à la mise en place de l'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu. OC propose que le Distributeur dépose les résultats finaux du projet pilote lors du prochain dossier tarifaire, afin d'apprécier si certains paramètres de l'entente doivent être raffinés.

[873] L'ARK et OC ont abordé la question des seuils utilisés par le Distributeur comme critère d'éligibilité des clients à faible revenu aux ententes de paiement offertes aux MFR. Il s'agit de seuils de faible revenu établis par Statistiques Canada³⁸¹.

[874] L'ARK soutient que les seuils utilisés ne sont pas appropriés pour le Nunavik, puisqu'ils sont représentatifs d'agglomérations de plus de 500 000 habitants à la grandeur du territoire du Québec. Or, l'ARK fait valoir que le coût de la vie est considérablement plus élevé au Nunavik, particulièrement en ce qui concerne les besoins de subsistance³⁸².

[875] Lors d'un contre-interrogatoire, le Distributeur a indiqué qu'il est disposé à discuter avec les parties prenantes du Nunavik pour tenter de déterminer si un seuil différent pour ces MFR serait plus approprié³⁸³.

[876] Pour sa part, l'UC réitère que la définition actuelle de MFR devrait faire l'objet d'un nouvel examen afin qu'elle soit plus englobante et qu'elle reflète le nouveau visage de la pauvreté, notamment en matière de précarité énergétique. L'intervenante considère que le Distributeur devrait participer à cette démarche³⁸⁴.

[877] La Régie prend acte de la décision du Distributeur de mettre en place l'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu au deuxième trimestre de 2018 et lui demande de lui en faire rapport lors du prochain dossier tarifaire.

[878] La Régie ne juge pas opportun de demander au Distributeur de déposer les résultats finaux du projet pilote lors du prochain dossier tarifaire, étant donné que le Distributeur est prêt à offrir la mesure dès avril 2018.

³⁷⁹ Pièce [C-ACEFQ-007](#), p. 109.

³⁸⁰ Pièce [C-OC-0006](#), p. 20 et 21.

³⁸¹ Voir www.hydroquebec.com.

³⁸² Pièce [C-ARK-0034](#), p. 4.

³⁸³ Pièce [A-0048](#), p. 66.

³⁸⁴ Pièce [C-UC-0018](#), p. 21.

Effacement graduel de la dette

[879] Le Distributeur précise que l'effacement graduel de la dette est une mesure prévoyant la radiation d'une portion des sommes dues par le client au fur et à mesure des versements effectués. Cet effacement graduel vise à encourager le client à se rendre au terme de son entente. Cette mesure est destinée à être insérée dans l'entente personnalisée du client, qu'elle soit de type A ou B.

[880] Dans le dernier dossier tarifaire, le Distributeur estime devoir réaliser un projet pilote avant d'implanter la mesure³⁸⁵. Il a indiqué que le projet pilote se poursuivrait pendant l'année 2017 et que son intention était de déployer la mesure au début de 2018.

[881] Dans le présent dossier, le Distributeur présente les résultats préliminaires du projet pilote. Les résultats au 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés dans la preuve initiale³⁸⁶. Si les résultats finaux demeurent inchangés, le Distributeur juge que les coûts associés au projet ne seraient pas justifiés, considérant qu'il n'y aurait pas de hausse significative du taux d'encaissement de l'entente de paiement personnalisée³⁸⁷.

[882] L'ACEFQ et OC recommandent de reporter la décision quant à l'implantation du projet et de compléter le projet pilote, de façon à avoir une meilleure idée des avantages, inconvénients et impacts de la mesure³⁸⁸.

[883] La Régie demande au Distributeur de compléter son projet pilote et de lui en présenter un bilan lors du prochain dossier tarifaire.

Offre sur le site internet

[884] Dans sa décision D-2017-022³⁸⁹, la Régie a demandé au Distributeur d'évaluer la proposition de l'UC³⁹⁰ quant à la diffusion des critères pour se qualifier en tant que MFR, et d'en faire rapport lors du prochain dossier tarifaire.

³⁸⁵ Dossier R-3980-2016, pièce [B-0056](#), p. 6 et 7.

³⁸⁶ Pièce [B-0051](#), p. 6 et 7.

³⁸⁷ Pièce [B-0083](#), p. 68.

³⁸⁸ Pièces [C-ACEFQ-007](#), p. 112, et C-OC-0006, p. 11.

³⁸⁹ Dossier R-3980-2016, pièce [A-0063](#), p. 198, par. 784.

³⁹⁰ Dossier R-3980-2016, pièce [C-UC-0012](#), p. 6.

[885] Le Distributeur a répondu à la demande de la Régie en ajoutant les seuils d'admissibilité sur son site internet en juillet 2017³⁹¹.

[886] En audience, l'UC fait remarquer que le Distributeur a affiché les seuils relatifs aux ententes personnalisées, mais non ceux des ententes qui sont offertes aux MFR dont le revenu est trop élevé pour se qualifier pour les ententes personnalisées. Ce seuil est de 120 % du seuil de faible revenu de Statistiques Canada³⁹².

[887] L'UC demande que le Distributeur indique clairement sur son site internet le seuil d'admissibilité aux ententes de paiement MFR. Le Distributeur ne croit pas opportun de le faire, estimant que ce ne sont pas tous les clients qui vont consulter le site internet, et désirant se garder une certaine flexibilité³⁹³.

[888] **La Régie ne retient pas la demande de l'UC.** Elle considère que l'information diffusée sur le site Internet du Distributeur doit être considérée à titre indicatif, seulement.

18.2 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[889] Le Distributeur présente dans sa demande un bref suivi de l'offre MFR en efficacité énergétique³⁹⁴.

[890] Tel qu'annoncé dans le dossier tarifaire de l'an dernier, le Distributeur a réalisé en 2017 un projet pilote en collaboration avec le BEIÉ (maintenant TEQ) afin d'évaluer le potentiel que représente l'intégration des mesures d'économie d'énergie complémentaires à l'offre Éconologis. Toutes les mesures proposées ont été mises en application où cela était possible et des conseils ont été prodigués aux participants. Selon le Distributeur, le projet s'est avéré concluant.

[891] Le Distributeur souligne qu'il poursuivra sa collaboration avec TEQ afin d'ajouter des mesures complémentaires à l'offre Éconologis et de définir les meilleurs moyens de rejoindre l'ensemble de cette clientèle.

³⁹¹ Pièce [B-0051](#), p. 9, et www.hydroquebec.com.

³⁹² Pièce [A-0066](#), p. 66 et 67.

³⁹³ Pièce [A-0048](#), p. 193.

³⁹⁴ Pièce [B-0041](#), p. 9.

[892] Le Distributeur souligne également que les différents volets du programme « Rénovations énergétiques MFR » se poursuivront en 2018. Ce programme a pour but de réduire la facture énergétique des logements sociaux et communautaires lors de projets de rénovation³⁹⁵.

[893] Pour l'année témoin 2018, le Distributeur demande un budget de 7,5 M\$ pour l'offre MFR en efficacité énergétique, dont 4,9 M\$ destinés au centre d'accompagnement pour les MFR (le Centre) et 2,6 M\$ pour le programme « Rénovations énergétiques MFR »³⁹⁶. Le Distributeur précise que le montant de 4,9 M\$ prévu pour le Centre comprend, entre autres, 3,5 M\$ pour les mesures complémentaires Éconologis. Pour l'année 2017, le montant total anticipé est de 7,2 M\$³⁹⁷. Ce budget fait partie du budget global destiné aux IEE du Distributeur³⁹⁸.

[894] OC craint un possible double comptage des charges relatives aux IEE destinées aux MFR. Son inquiétude provient du fait que TEQ gère actuellement le programme Éconologis, qui est financé par la quote-part payée par le Distributeur³⁹⁹.

[895] Le Distributeur confirme que le programme Éconologis est sous la responsabilité de TEQ et qu'il est financé par la quote-part qu'il lui verse. Le Distributeur entend proposer des programmes complémentaires à ceux de TEQ⁴⁰⁰ relatifs aux frigos, aux produits économiseurs d'eau, aux thermostats et à l'éclairage⁴⁰¹. Le Distributeur suggère que ces mesures additionnelles pourraient être définies en collaboration avec TEQ et livrées par elle⁴⁰² mais que les discussions à cet égard ne sont pas complétées⁴⁰³.

[896] La Régie prend acte des mesures en efficacité énergétique offertes aux MFR par le Distributeur. Elle encourage le Distributeur à poursuivre ses objectifs d'efficacité énergétique auprès de cette clientèle.

³⁹⁵ Pièce [A-0025](#), p. 27.

³⁹⁶ Pièce [A-0051](#), p. 135 et suivantes.

³⁹⁷ Pièce [B-0127](#), p. 45.

³⁹⁸ Pièces [B-0041](#), p. 23, et [A-0061](#), p. 44 à 47.

³⁹⁹ Pièce [A-0070](#), p. 42 et 43.

⁴⁰⁰ Pièce [A-0051](#), p. 142.

⁴⁰¹ Pièce [A-0051](#), p. 143 et 144.

⁴⁰² Pièce [A-0051](#), p. 146.

⁴⁰³ Pièce [A-0051](#), p. 140 et 141.

18.3 HARMONISATION DES SERVICES POUR LES MFR

Centre d'accompagnement pour les MFR

[897] Dans sa décision D-2017-022, la Régie demande au Distributeur de mettre en place, à l'interne, un centre d'accompagnement pour les MFR afin de coordonner l'ensemble de ses interventions vis-à-vis de cette clientèle⁴⁰⁴.

[898] Dans le présent dossier, le Distributeur dépose une proposition visant l'implantation du Centre. Cette proposition a fait l'objet de consultations auprès des associations de consommateurs en avril 2017.

[899] Le Distributeur présente un modèle prévoyant les fonctions suivantes pour le Centre :

- validation d'admissibilité aux programmes (preuves);
- conclusion d'ententes personnalisées;
- identification des cas de consommation élevée;
- guichet unique pour les associations de consommateurs et TEQ.

[900] Le Distributeur précise que l'ajout d'ETC en 2018 est requis pour la mise en œuvre du Centre afin de disposer des ressources requises pour déterminer l'admissibilité des clients aux programmes d'efficacité énergétique de TEQ et effectuer les transferts. Le Distributeur poursuit ses échanges avec TEQ afin d'assurer l'arrimage et l'interopérabilité de ce modèle avec les siens.

⁴⁰⁴ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 201, par. 801.

[901] En réponse à une DDR d'OC, le Distributeur précise que le déploiement du Centre sera réalisé en deux phases : dès avril 2018, le Centre sera en mesure d'effectuer la validation de l'admissibilité des clients MFR et d'offrir les ententes de paiement personnalisées avec, notamment, l'introduction de la nouvelle entente plus généreuse et, à l'automne 2018, il débutera les transferts accompagnés des clients présentant une forte consommation vers TEQ⁴⁰⁵.

[902] La Régie prend acte de la proposition du Distributeur en vue de l'établissement du Centre d'accompagnement pour les MFR en 2018.

Financement des associations de consommateurs

[903] Dans le cadre du dossier R-3980-2016, le Distributeur s'est engagé à amorcer en 2017, sous forme de projet pilote, le financement des activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs⁴⁰⁶.

[904] Le Distributeur informe la Régie qu'une enveloppe de 300 000 \$ a été distribuée en parts égales aux différentes associations, qu'elles soient affiliées ou non aux regroupements⁴⁰⁷.

[905] Les travaux du comité amènent le Distributeur à proposer un montant de financement de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018 à ce chapitre. Ce montant additionnel sera indexé pour les années suivantes. Le Distributeur attend une proposition relative à la répartition du montant de la part des participants au comité représentant les associations de consommateurs.

[906] Le Distributeur précise que la compensation financière versée aux associations de consommateurs a été ajoutée aux Services externes⁴⁰⁸.

⁴⁰⁵ Pièce [B-0091](#), p. 48.

⁴⁰⁶ Dossier R-3980-2016, pièce [B-0166](#), p. 3.

⁴⁰⁷ Pièce [B-0051](#), p. 4.

⁴⁰⁸ Pièce [B-0051](#), p. 4.

[907] OC est satisfaite de constater que le Distributeur reconnaît la valeur de ses activités d'accompagnement budgétaire.

[908] **La Régie prend acte du fait que le Distributeur offre un financement aux associations de consommateurs afin de soutenir les efforts de ces dernières dans leurs activités d'accompagnement budgétaire des clients en difficulté de paiement.**

19 HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE

[909] **Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve, pour le Distributeur, les revenus requis de 11 822,1 M\$ et les revenus additionnels requis de 31,9 M\$ pour l'année témoin 2018. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 0,3 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L, qui demeure inchangé.**

[910] Le tableau suivant illustre l'estimation de la hausse tarifaire pour l'année témoin 2018.

TABLEAU 48
ESTIMATION DE LA HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE EN 2018

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Demande révisée ¹</i>	<i>Ajustements de la Régie</i>	<i>Reconnu</i>
Revenus des ventes 2018 (sans hausse de tarif)	11 712,9		11 712,9	(29,5)	11 683,4
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	(18,3)		(18,3)	0,0	(18,3)
Revenus autres que ventes d'électricité	146,0		146,0	2,3	148,3
Ajustement-Provision réglementaire 2017	(23,2)		(23,2)	0,0	(23,2)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	11 817,4	0,0	11 817,4	(27,2)	11 790,2
Revenus requis					
Achats					
Achats d'électricité	6 058,7		6 058,7	(28,2)	6 030,5
Service de transport	2 965,3		2 965,3	(32,5)	2 932,8
Coûts de distribution et SALC					
Charges d'exploitation	1 383,9		1 383,9	(42,5)	1 341,4
Autres charges	943,2		943,2	(19,8)	923,4
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(203,8)		(203,8)	0,0	(203,8)
Frais corporatifs	36,1		36,1	0,0	36,1
Rendement de la base de tarification	750,1	15,6	765,7	(4,0)	761,7
	11 933,5	15,6	11 949,1	(127,0)	11 822,1
Revenus additionnels requis 2018	116,1	15,6	131,7	(99,8)	31,9
Revenus des ventes avant hausse					
Excluant les contrats spéciaux	10 729,9		10 729,9	(29,5)	10 700,4
Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 468,2		9 468,2	(29,5)	9 438,7
Hausse demandée					
Clientèle au tarif L	0,8 %		1,0 %		
Autres clientèles	1,1 %		1,3 %		
Hausse requise estimée					
Clientèle au tarif L					0,0 %
Autres clientèles					0,3 %
Provision réglementaire estimée					
<i>(à considérer dans l'année suivante)</i>					10

Sources : Pièces B-0008, p. 5, et B-0146, p. 5 et 7.

Note 1 : Le 5 décembre 2017, le Distributeur a procédé à la mise à jour du coût de la dette (décision D-2014-034, p. 68, par. 273).

Note générale : L'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2018 est de 0,64 %, ce qui représente 29 M\$, comptant pour 0,3 % (29 M\$ divisé par 9 438,7 M\$) de la hausse tarifaire (pièce B-0008, p. 6).

[911] Selon la Régie, la hausse tarifaire estimée fait en sorte que le client résidentiel chauffé tout-à-l'électricité et dont la consommation moyenne est de 18 056 kWh/an⁴⁰⁹, verra sa facture annuelle augmenter d'environ 6 \$.

⁴⁰⁹ Pièce B-0047, p. 13, tableau 4.

[912] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 15 mars 2018, à 12 h, les documents suivants :**

- **les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2018, selon le format du tableau 1 de la pièce B-0008⁴¹⁰;**
- **le calcul de la provision réglementaire 2018;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-0048;**
- **la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-0045;**
- **les indices d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0047, page 9;**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs d'électricité* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0198⁴¹¹, B-0199 et B-0200 du dossier R-3980-2016;**
- **un nouveau texte, dans ses versions française et anglaise, des *Tarifs d'électricité*.**

[913] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la Demande du Distributeur;

APPROUVE la demande du Distributeur de verser, exceptionnellement, les soldes 2016 et 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques, totalisant un montant de 46,7 M\$ dans les revenus requis de 2018;

APPROUVE la demande du Distributeur de verser aux revenus requis 2018, le solde créditeur de 2,4 M\$ au 31 décembre 2017 du compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715;

⁴¹⁰ [Page 5](#).

⁴¹¹ Dossier R-3980-2016, pièce [B-0198](#), p. 19.

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 576,0 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*⁴¹²;

AUTORISE un budget total de 77,0 M\$ pour les interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2018;

DÉTERMINE un taux de rendement de 7,083 % de la base de tarification 2018 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et un coût moyen de la dette de 6,482 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,445 %;

AUTORISE le Distributeur à mettre fin au suivi de la performance prévisionnelle de la prévision des ventes exigé par la décision D-2015-018 à l'occasion des dossiers tarifaires;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer la prestation de service, les revenus requis et les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2018 ainsi que la fixation des tarifs applicables au 1^{er} avril 2018 et la modification du texte des *Tarifs d'électricité*, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **15 mars 2018, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **15 mars 2018, 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-0048;

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs d'électricité*, tel qu'indiqué dans la présente décision, et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **15 mars 2018, à 12 h**;

⁴¹² [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, dans les délais fixés.

Lise Duquette

Régisseur

Diane Jean

Régisseur

Bernard Houle

Régisseur

Représentants :

Administration régionale Kativik (ARK) représentée par M^e François Dandonneau et M^e Nicolas Dubé;

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Steve Cadrin;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;

Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Guy Sarault;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser et M^e Simon Turmel;

Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques (SÉ) représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Catherine Rousseau;

Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.

ANNEXE 1

Annexe 1 (3 pages)	
L.D.	_____
D.J.	_____
B. H.	_____

Dans la décision D-2017-043⁴¹³, la Régie demandait au Distributeur de mettre en place un indicateur de performance établissant un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée (EPI).

Dans le but de favoriser la discussion, la Régie propose, dans les paragraphes qui suivent, deux méthodes permettant de mesurer la performance de la gestion active du Distributeur, c'est-à-dire des achats de court terme en énergie et en puissance ainsi que de l'approvisionnement en électricité patrimoniale du Distributeur.

A. INDICATEUR PAR RAPPORT AU SCÉNARIO OPTIMAL

La première méthode a pour objectif de mesurer l'écart entre la quantité d'EPI observée, résultant de la gestion active du Distributeur, et la quantité théorique d'EPI qui résulterait d'une gestion optimale des achats de court terme, en contexte de connaissance parfaite de la demande, des achats optimaux de court terme à réaliser et du classement optimal des bâtonnets.

- 1) La première étape consiste à produire la quantité théorique annuelle $EPI-TOTAL_{OPT}$ correspondant à la totalité de l'électricité inutilisée en cours d'année, c'est-à-dire en considérant toutes les heures, incluant celles en surplus d'approvisionnement. L' $EPI-TOTAL_{OPT}$ est établie par une procédure d'optimisation *ex ante*, car la permutation des bâtonnets est possible jusqu'au 31 décembre et que toutes les données sont connues et observées. Cette valeur ne serait pas l'indicateur, mais une valeur requise pour son calcul.

Les variables de décision se rapportent uniquement aux achats de court terme théoriques, c'est à dire à ceux qui auraient minimisé l'EPI dans un contexte de connaissance parfaite du futur. Les contrats d'approvisionnement de long terme du Distributeur sont traités comme des paramètres fixes.

Cette procédure repose essentiellement sur le tri décroissant des demandes horaires nettes (demande *moins* contrats d'approvisionnement) et l'assignation dans l'ordre décroissant des bâtonnets. Les achats de court terme théoriques combler les déficits.

- 2) En deuxième étape, il faut déterminer, selon le mode de calcul usuel, l'EPI annuelle rattachée aux activités d'approvisionnement en électricité (achats de court terme et contrats d'approvisionnement de long terme). Cette quantité est notée $EPI-TOTAL_{OBS}$.

⁴¹³ Décision [D-2017-043](#), par. 422.

3) L'indicateur est la différence entre les deux valeurs produites ci-dessus.

Δ Électricité patrimoniale inutilisée
due aux achats de court terme = $EPI-TOTAL_{OBS}$ moins $EPI-TOTAL_{OPT}$
négociés par le Distributeur

Puisque l'EPI imputable aux contrats d'approvisionnement de long terme est prise en compte dans les étapes 1) et 2) de la méthode, l'indicateur n'a trait qu'aux quantités inutilisées relatives aux achats de court terme.

Avec cette méthode, les contraintes sur les marchés et les conditions réelles des approvisionnements sont ignorées.

L'objectif est la mise en place d'un indicateur de la mesure de l'écart de l'électricité patrimoniale inutilisée en lien avec les achats de court terme. C'est le suivi annuel de la performance du Distributeur, avec calcul identique d'une année à l'autre qui est visé et non la précision de $EPI-TOTAL_{OPT}$.

B. INDICATEUR SELON INDICE DE RÉFÉRENCE

Cet indicateur permet d'élaborer un indice de référence avec une procédure de simulation *ex ante* intégrant une stratégie passive de gestion. À l'instar du processus suggéré dans la méthode précédente, il s'agit de profiter de la connaissance des données à la toute fin de l'année afin de produire un scénario de gestion des achats à l'aide d'un ou plusieurs critères de gestion simples et rationnels.

Selon cette stratégie de référence, l'EPI résultant de la gestion active des achats de court terme du Distributeur ($EPI-TOTAL_{OBS}$) serait comparée à la stratégie de référence ($EPI-TOTAL_{REF}$). Conséquemment, une gestion adéquate des achats de court terme devrait se traduire par un EPI inférieur au scénario de référence ($EPI-TOTAL_{OBS} \leq EPI-TOTAL_{REF}$).

Bien que de nombreux critères peuvent servir de stratégie de référence, il pourrait être souhaitable de prioriser ceux qui expliquent les décisions du Distributeur, sans pour autant nécessiter le recours à des outils sophistiqués de calcul.

L'indicateur selon l'indice de référence pourrait être déterminé de la manière suivante :

- 1) Produire $EPI-TOTAL_{REF}$ selon une méthode de simulation *ex ante*. La valeur $EPI-TOTAL_{REF}$ ne serait pas l'indicateur mais une valeur servant à son calcul.
- 2) Déterminer, selon le mode de calcul usuel, l'EPI annuelle rattachée aux activités d'approvisionnement en électricité ($EPI-TOTAL_{OBS}$). Cette valeur serait la même que celle obtenue à l'étape 2) du premier indicateur proposé.
- 3) L'indicateur qui mesure l'EPI en lien avec les achats de court terme est la différence entre les deux valeurs calculées ci-dessus. Cette valeur est présumée positive car $EPI-TOTAL_{REF}$ est en quelque sorte le résultat d'une stratégie passive. La stratégie de gestion active du Distributeur devrait lui être supérieure.

Indicateur selon indice de référence	= $EPI-TOTAL_{REF}$ moins $EPI-TOTAL_{OBS}$
--------------------------------------	---

Puisque dans les étapes 1) et 2) du calcul, l'EPI en lien avec les contrats d'approvisionnement de long terme est prise en compte, l'indicateur ne concerne, de ce fait, que les quantités inutilisées relatives aux achats de court terme.