

**ANALYSE MONTRANT L'EXCÉDENT DES REVENUS
PRÉVUS SUR LES REVENUS REQUIS POUR
L'ANNÉE TARIFAIRE 2020-2021 DU DISTRIBUTEUR
AU CAS DE RECONDUCTION DES TARIFS
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

SECTION A- CALCUL DES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2020-2021

Les revenus requis du Distributeur sont composés des achats d'électricité, du coût du service de transport et des coûts de distribution et des services à la clientèle (SALC). À partir des informations disponibles, nous présentons ci-dessous notre calcul de chacune de ces composantes pour l'année témoin 2020 servant de base à l'établissement des tarifs 2020-2021.

1. Achats d'électricité

Pour établir le coût des achats d'électricité, nous nous basons sur les ventes prévues à l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement du Distributeur 2017-2026 (page 7) ainsi que sur la répartition de ces achats entre l'électricité patrimoniale, les approvisionnements post patrimoniaux et les achats de court terme (page 11). Nous considérons également le coût unitaire de chacune de ces sources pour l'année 2020. Le coût des achats d'électricité comprend aussi le coût des besoins supplémentaires en puissance par rapport à ceux de l'année 2019. Ce coût, évalué à 5,68 M\$, est basé sur le prix unitaire d'achat de puissance sur les marchés de court terme pour l'année 2020, tel que défini par la Régie de l'énergie (« la Régie ») dans sa décision D-2019-027 (page 79). Finalement, il est supposé que le montant pour ajustement des contrats spéciaux est le même que celui de 2019, soit 92,8 M\$.

Tableau 1 : Coût des achats d'électricité

	Année autorisée 2019	Année témoin 2020
Achats (TWh) *	173,40	179,3
Patrimonial (TWh) **	157,40	161,7
Post patrimonial (TWh)	16,00	16,0
Post patrimonial additionnel (TWh)		0,7
Achats court terme **		0,9
Coûts unitaires		
Coût unitaire patrimonial (cent/kWh) ***	2,96	3,01
Coût unitaire post patrimonial (cent/kWh) ***	11,48	11,71
Coût unitaire post patrimonial additionnel (cent/kWh) ****	5,59	5,70
Coût unitaire achat court terme *****	4,48	4,57
Coûts		
Coût patrimonial (M\$)	4654,70	4862,53
Coût post patrimonial (M\$)	1831,75	1873,54
Coût post patrimonial additionnel (M\$)		39,65
Coût achats court terme (M\$)		42,53
Total (M\$)	6 486,44	6 818,25
Coût de puissance additionnelle		5,68
Divers	42,10	
Ajustement contrats spéciaux	-92,80	-92,80
Coût total d'achat d'électricité	6 435,70	6 731,10

* État d'avancement 2018, page 7

** État d'avancement 2018, page 11: Patrimonial - "surplus" moins les pertes de 7,5%

***: R-4057-2018, B-019, page 6

****: coût basé sur le contrat cyclable et contrat de base indexé à 2% selon contrat

***** Pour achat court terme hiver: R-4057-2018, B-0015, page 8 et D-2019-027, page 75
soit 4,1 cent/kWh indexé et ajusté pour les pertes de 7,5%

2. Coût du service de transport (Voir tableau 2 ci-après)

L'évaluation du coût du service de transport pour la charge locale est basée sur la valeur attribuée à la charge locale présentée au dossier tarifaire R-4096-2019 déposé à la Régie le 8 août 2019. En tenant compte du cavalier, la valeur indiquée est de 3 045,47 M\$ (R-4059-2019, B-0017, page 6). Ce montant est réduit de 107,4 M\$ pour tenir compte de la réduction anticipée de revenu requis du service de transport appliquée par la Régie (50 M\$) et du remboursement de l'écart entre le coût de transport intégré au revenu requis 2019 du Distributeur et le coût de transport autorisé par la Régie (57,4 M\$).

On notera que pour chacun des dossiers tarifaires des cinq dernières années la Régie a pris en compte les contestations des intervenants et a autorisé des revenus requis inférieurs à ceux demandés par le Transporteur de 55 M\$ en moyenne. Ainsi, les demanderesses retiennent l'hypothèse d'une réduction des revenus requis du Transporteur de 55 M\$, ce qui entraînerait une réduction du coût du service de transport de la charge locale de 50 M\$.

À cet égard, les demanderesses AQCIE et FCEI ont déposé des demandes d'intervention concernant ce dossier dans lesquelles elles contestent notamment plusieurs éléments des revenus requis, dont l'impact du retard de la mise en service de la centrale La Romaine 4, le niveau des dépenses d'amortissement et de rendement que le Transporteur surestime de plusieurs dizaines de millions de dollars de manière récurrente depuis plusieurs années, et les radiations d'actifs. À elles seules ces contestations pourraient réduire les revenus requis de plus de 100 M\$.

Aussi, selon les demanderesses, le coût du service de transport de la charge locale doit être réduit d'un montant supplémentaire de 57,4 M\$. Il s'agit de la différence entre le coût du service de transport reconnu par la Régie au dossier tarifaire du Distributeur pour l'année tarifaire 2019-2020 et le coût du service de transport reconnu par la Régie au dossier tarifaire du Transporteur pour l'année 2019. Cette différence s'explique par le fait que la décision concernant le dossier du Transporteur a été rendue après celle concernant le dossier du Distributeur, si bien que la Régie n'a alors pas pu tenir compte de cette réduction dans le dossier du Distributeur.

3. Coûts de distribution et de service à la clientèle (Voir tableau 2 ci-après)

Les coûts de distribution et des SALC comprennent quatre composantes, soit la composante provenant de la formule d'indexation définie par le MRI, les composantes relatives aux facteurs Y et au facteur Z, ainsi que la composante « rendement à remettre à la clientèle et autres comptes ».

3.1 Composante formule d'indexation

La valeur de 2 644,2 M\$ a été obtenue en appliquant la méthodologie retenue pour le MRI en supposant un indice d'IPC de 1,7% et un taux de croissance des salaires de 2,3%. Les demanderesses ont retenu les valeurs présentées au dossier tarifaire du Transporteur (R-4096-2019, B-0011, page 33) Le taux global obtenu est de 2,23% et est appliqué à la valeur de l'année 2019-2020 de cette composante.

3.2 Composante Facteurs Y

Le coût associé aux facteurs Y pour 2020 est de 299,0 M\$, en hausse de 24,9 M\$ par rapport à la valeur de 274,1 M\$ autorisée par la Régie pour l'année tarifaire 2019-2020 (R-4057-2018, B-0178, page 5).

Cette hausse est liée au crédit de 82 M\$ relatif au nivellement des aléas climatiques de 2019 qui est présumé être remis aux clients à même la remise de 500 M\$ en 2020. Cet effet est compensé en partie par des baisses de 57,2 M\$ découlant de quatre facteurs principaux :

- Une baisse de 11,9 M\$ des dépenses en efficacité énergétique en lien avec la baisse tendancielle de la base de tarification, laquelle découle de l'approche d'intervention adoptée

ces dernières années par le Distributeur et qui résulte en une capitalisation de nouvelles dépenses sensiblement inférieures à l'amortissement;

- Une baisse de 17,3 M\$ des dépenses relatives à Transition énergétique Québec découlant de l'amortissement de l'écart de contribution 2018 dont l'amortissement dans le revenu requis de 2019 n'est pas reconduit en 2020;
- Une baisse de 9 M\$ du coût associé aux contributions du Distributeur à des projets de raccordement suite à des contributions réelles moins importantes qu'anticipé en 2018;
- Une baisse de 14,0 M\$ liée à la variation du taux de rendement sur la base de tarification;
- Une diminution de 5 M\$ relativement au compte d'écart – coûts de retraite;

3.3 Composante Facteur Z

Pour l'année autorisée 2019, la valeur de 30,7 M\$ pour le facteur Z reflète l'impact de la révision de la durée de vie utile des actifs (-34,6 M\$) compensé en partie par l'impact ponctuel du coût des pannes majeures (+3,9 M\$).

Pour l'année témoin 2020, le facteur Z correspond à l'impact de la révision de la durée de vie utile des actifs (31,0 M\$) qui est en légère décroissance par rapport à la valeur 34,6 M\$ de 2019 afin de refléter l'impact de l'amortissement plus lent sur la base de tarification.

3.4 Composante « rendement à remettre à la clientèle et autres comptes ».

Selon les informations rendues publiques par Hydro-Québec en juin 2019, l'ensemble des comptes d'écart et des provisions devrait totaliser, au 31 décembre 2019, un montant à remettre à la clientèle de 500 M\$.

Les Demanderesses ont pu identifier un montant de 106,5 M\$ à remettre à la clientèle dans le cadre de l'application du MTÉR pour l'année 2018 pour le Distributeur (Rapport annuel 2018, B-0007, page 3)

Pour le solde de 393,5 M\$, il y a lieu de s'en remettre à l'information sommaire rendue publique par Hydro-Québec au mois de juin 2019. Ainsi, nous considérons que ces sommes sont remises à la clientèle en totalité pour l'année tarifaire 2020-2021.

4. Sommaire des revenus requis du Distributeur pour l'année témoin 2020

Selon les calculs décrits dans les sections précédentes, nous présentons au tableau 2 ci-dessous le calcul de l'établissement des revenus requis 2020 du Distributeur.

Tableau 2 : Revenus requis pour l'année autorisée 2019 et pour l'année témoin 2020

	Année autorisée 2019 ¹	Année témoin 2020
	M\$	M\$
Achat d'électricité	6 435,70	6 731,13
Coût du service de transport	3 057,00	2 938,04
Coût de distribution et SALC	2 790,80	2 412,19
Formule d'indexation	2 586,50	2 644,19
Facteurs Y	274,10	299,00
Facteur Z	-30,70	-31,00
Rendement à remettre à la clientèle	-18,60	-106,50
Autres	-20,50	
Compte d'écart service de transport		
Autres comptes		-393,50
Revenus requis	12 283,50	12 081,36
Ventes TWh	173,35	179,30
Coût unitaire \$/MWh	70,86	67,38
		-4,91%

1 : D-2019-037

Selon nos calculs, la réduction des revenus requis du Distributeur pour l'année témoin 2020, conjuguée à l'augmentation des ventes projetées par le Distributeur, entraîne une réduction du coût unitaire de 4,91% pour l'année tarifaire 2020-2021 par rapport aux tarifs en vigueur depuis le 1^{er} avril 2019.

En appliquant un ajustement uniforme entre tous les tarifs, selon la pratique suivie par le Distributeur depuis plusieurs années, nous calculons que, globalement, les tarifs devraient être réduit d'au moins 4,91%, pour atteindre un niveau juste et raisonnable, le tarif L devant quant à lui être réduit davantage pour tenir compte de l'article 52.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

SECTION B - EXCÉDENT DES REVENUS PRÉVUS SUR LES REVENUS REQUIS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2020-2021 AU CAS DE RECONDUCTION DES TARIFS DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020

Le tableau 3 présente l'écart entre les revenus qui seraient perçus par le Distributeur dans le cas où les tarifs de l'année tarifaire 2019-2020 seraient maintenus pour l'année tarifaire 2020-2021 et les revenus requis évalués pour cette même année tarifaire présentés au tableau 2.

Tableau 3 : Évaluation des revenus perçus en trop pour l'année tarifaire 2020-2021

Revenus prévus (179,3 TWh à 70,86 \$/MWh)	12 705,04 M\$
Revenus requis	12 081,36 M\$
Écart	623,68 M\$

On constate un écart de 623,68 M\$ entre les revenus qui seraient perçus et les revenus requis.