

Commercialisation, besoins et revenus des services de transport

Table des matières

1	Marchés de l'électricité	5
2	Besoins des services de transport	11
3	Revenus des services de transport	15
4	Compte d'écart des revenus des services de transport de point à point	16
5	Évaluation de la contribution requise du Distributeur	17
6	Suivi des engagements d'achat de type Toulnostouc	21
	Annexe 1 Agrégation des projets de croissance de charges et de ressources et évaluation de la contribution requise du Distributeur en suivi de la décision D-2020-146	23
	Annexe 2 Coûts du réseau collecteur des projets nos 217R et 218R en suivi de la décision D-2020-063	45
	Annexe 3 Réponse à question de la Régie relative à l'admissibilité d'une installation de production d'un autoproducteur raccordée au réseau de distribution à un remboursement en vertu des <i>Tarifs et conditions</i> en suivi de la décision D-2020-063	49

Liste des tableaux

Tableau 1	Revenus du service complémentaire de réglage de tension	8
Tableau 2	Pénalités du service complémentaire de réglage de tension	9
Tableau 3	Coûts ou revenus nets et pénalités pour le service de compensation d'écart de réception	9
Tableau 4	Besoins des services de transport	11
Tableau 5	Taux de pertes de transport pour l'année 2021 et 2022	12
Tableau 6	Prévision des besoins du Producteur pour 2021 et 2022	13
Tableau 7	Prévision des besoins des autres clients pour 2021 et 2022	13
Tableau 8	Revenus des services de transport (M\$)	15
Tableau 9	Solde du compte d'écart (M\$)	16
Tableau 10	Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2021	17
Tableau 11	Projets inclus dans la ligne « Raccordement d'un client du Distributeur » pour l'année 2021	18
Tableau 12	Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2022	19
Tableau 13	Projets inclus dans la ligne « Raccordement de clients du Distributeur » pour l'année 2022	20
Tableau 14	Suivi des engagements d'achat de type Toulnostouc	22

1 Marchés de l'électricité

1 *Activités réglementaires et commerciales*

2 Sur le plan réglementaire, compte tenu du contexte dans lequel il évolue, Hydro-Québec dans
3 ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») tient compte des développements
4 de la réglementation à l'extérieur du Québec et propose, lorsqu'il est pertinent de le faire,
5 des modifications à ses *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*
6 (les « *Tarifs et conditions* ») ou à ses pratiques d'affaires en s'inspirant de ces
7 développements.

8 Depuis le dépôt de la plus récente demande tarifaire 2020 du Transporteur¹, la Federal
9 Energy Regulatory Commission (« FERC ») a approuvé, le 4 février 2020, la version 003.2²
10 des pratiques commerciales pour l'industrie de l'électricité en Amérique du Nord édictées par
11 la North American Energy Standards Board (« NAESB »). La principale mise à jour vise les
12 règles de réaiguillage pour les réservations de transport qui seront modifiées pour permettre
13 aux clients de maintenir leur droit de transport ferme sur le chemin original réservé, lorsque la
14 portion réaiguillée d'une réservation sur un autre chemin se trouve en période conditionnelle³.
15 Dans la version précédente des normes NAESB (version 003), toujours en vigueur, les clients
16 du service de transport transfèrent définitivement leur droit de transport sur le nouveau chemin
17 dès que la demande du client est approuvée par le Transporteur. Le Transporteur appliquera
18 ces nouvelles règles en même temps que l'industrie, soit à la date qui sera déterminée par la
19 FERC dans la seconde moitié de l'année 2021. Un avis sera publié à l'avance sur le site
20 OASIS du Transporteur pour informer ses clients.

21 Sur le plan de ses activités commerciales initiées ou en cours de développement avec les
22 réseaux voisins, depuis le dépôt de sa demande tarifaire 2020, le Transporteur poursuit le
23 travail amorcé en 2018 avec l'opérateur du réseau de l'Ontario (« IESO ») pour mettre en
24 place une procédure d'automatisation d'activation de la réserve 10 minutes provenant de la
25 zone de réglage du Québec vers la zone de réglage de l'Ontario. Lorsque cette procédure
26 sera en vigueur et opérationnelle, le niveau de la réserve 10 minutes qui pourra être activée
27 du Québec vers l'Ontario passera de 100 MW à 300 MW. Le Transporteur souligne qu'un avis
28 annonçant ce changement sera publié sur son site OASIS, avant la mise en application.

29 Le 1^{er} mai 2021, le Transporteur a mis en place une procédure pour ses clients du service de
30 transport leur permettant de prioriser leurs transactions de puissance lors des réductions de

¹ [R-4096-2019 – Phase 1](#).

² Order No. 676-I, Standards for Business Practices and Commission Protocols for Public Utilities, RM05-5, FERC, February 4, 2020.

³ La période conditionnelle est la période durant laquelle des demandes de service à plus long terme peuvent avoir priorité sur des réservations concurrentes et ce, jusqu'à concurrence des dates limites suivantes : un jour avant le commencement du service quotidien, une semaine avant le commencement du service hebdomadaire et un mois avant le commencement du service mensuel. Voir *Tarifs et conditions*, [article 13.2](#).

1 service effectuées par le Transporteur. Lors des réductions de service, le Transporteur réduit
2 dorénavant les programmes de puissance identifiés par les clients après leurs autres
3 programmes associés aux services de priorité équivalente. Cette nouvelle option ne modifie
4 pas l'ordre de réduction des programmes établi dans les *Tarifs et conditions*, mais plutôt
5 l'ordre de réductions des propres transactions d'un client à l'intérieur d'une même priorité de
6 service. La nouvelle option ne modifie pas non plus le processus d'allocation des coupures
7 entre les clients du service de transport.

8 En ce qui a trait aux activités dans la séquence des études d'impact, le Transporteur a
9 accueilli, depuis juillet 2019, huit demandes de raccordement de centrales et deux demandes
10 de service de transport ferme à long terme de point à point.

11 **Services de transport**

12 Le Transporteur offre les services de transport prévus aux *Tarifs et conditions*, soit le service
13 de transport pour l'alimentation de la charge locale, le service de transport en réseau intégré
14 et les services de transport de point à point. Depuis la dernière demande tarifaire du
15 Transporteur, il n'y a pas eu de modification à son offre de services.

16 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») est l'unique
17 client du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

18 Pour le moment, aucun client n'a manifesté au Transporteur son intention d'utiliser le service
19 de transport en réseau intégré.

20 Enfin, en ce qui concerne les services de transport de point à point, 28 clients ont actuellement
21 au moins une convention de service en vigueur. Ces conventions de service précisent la
22 nature des services retenus par les clients conformément aux *Tarifs et conditions*.

23 Depuis sa dernière demande tarifaire, le Transporteur a signé une nouvelle convention
24 de service de transport ferme à long terme de point à point et a renouvelé une convention
25 de service :

- 26 • 11 octobre 2019 chemin HQT-MER⁴ 1 243 MW à compter de la mise en
27 service pour une durée de 20 ans ;
- 28 • 5 décembre 2019 chemin HQT-CORN 45 MW janvier 2020 à décembre 2024.

⁴ Nouveau chemin résultant de la demande de service de transport 203T (Appalaches-Maine).

1 **Services complémentaires**

2 *Services complémentaires – Alimentation de la charge locale*

3 Les services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale sont décrits à
4 l'annexe 8 des *Tarifs et conditions*⁵. Le Transporteur propose dans cette section de modifier
5 la description du service de réglage de vitesse qui se trouve dans cette annexe 8,
6 sans changer la nature de ce service.

7 Pour la plupart des centrales munies d'alternateurs raccordées directement au réseau
8 (par exemple les centrales hydroélectriques), le service de régulation de fréquence primaire
9 est rendu par les régulateurs de vitesse des groupes turbine-alternateurs, d'où son appellation
10 de « réglage de vitesse » à l'annexe 8 des *Tarifs et conditions*. Ce service permet notamment
11 de maintenir l'intégrité du réseau de transport en limitant les variations de fréquence à la suite
12 d'un événement.

13 Dans le contexte de la transition énergétique, d'autres moyens (par exemple un système de
14 stockage), sont maintenant en mesure d'offrir le service de régulation de fréquence primaire.

15 Par ailleurs, de plus en plus de sources de production sont raccordées au réseau au moyen
16 d'onduleurs. C'est le cas par exemple des parcs photovoltaïques et de certains parcs éoliens.
17 Ce type de raccordement contribue peu ou pas à maintenir l'intégrité du réseau à la suite d'un
18 événement, contrairement à la plupart des centrales munies d'alternateurs raccordées
19 directement au réseau. Face à cette situation, le Transporteur anticipe des besoins croissants
20 en régulation de fréquence primaire qui pourraient se manifester à court terme.

21 Le Transporteur propose donc de préciser la description de ce service qui se trouve à
22 l'annexe 8 des *Tarifs et conditions* pour qu'il puisse être rendu par d'autres moyens, en plus
23 des régulateurs de vitesse. La modification proposée est la suivante :

24 « 8- Réglage de vitesse (régulation de fréquence primaire)

25 *limiter les variations de fréquence et maintenir l'intégrité du réseau suite à un événement à*
26 *l'aide des régulateurs de vitesse installés sur les centrales ou de tout autre moyen équivalent*
27 *situé à la centrale ou ailleurs en réseau. »*

28 Les nouvelles technologies qui font leur apparition sur le réseau et qui sont aptes à le faire
29 pourront ainsi fournir le service de régulation de fréquence primaire.

30 Ce changement proposé à l'annexe 8 des *Tarifs et conditions* est intégré aux pièces HQT-9,
31 Documents⁶ 3, 4 et 5 du Transporteur.

⁵ *Tarifs et conditions* :
http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/262/DocPri/R-3888-2014-B-0258-Demande-Autre-2021_06_03.pdf.

⁶ Pièces Modifications aux *Tarifs et conditions* ainsi que *Tarifs et conditions* en français et en anglais.

1 *Services complémentaires – Transport de point à point*

2 Les services complémentaires associés aux clients des services de transport de point à point
3 sont décrits aux annexes 1 à 7 des *Tarifs et conditions*.

4 Les clients des services de transport de point à point doivent obligatoirement obtenir du
5 Transporteur les services de gestion du réseau et de réglage de tension offerts par celui-ci.

6 Seuls les services de réglage de tension et d'écart de réception ont fait l'objet de facturation
7 en 2019, 2020 et pour les cinq premiers mois de l'année 2021. Les revenus perçus par le
8 Transporteur pour le service complémentaire de réglage de tension sont remis à
9 Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), qui est le seul
10 fournisseur du service. Le Transporteur facture des pénalités sur le service complémentaire
11 de réglage de tension⁷ lorsque la capacité du service de transport programmée par un client
12 est supérieure à la capacité réservée associée au programme. Les coûts ou revenus nets des
13 clients du service de transport ainsi que les pénalités perçues par le Transporteur pour le
14 service d'écarts de réception sont présentés au tableau 3 ci-dessous. De plus, en conformité
15 avec la décision D-2021-008⁸ de la Régie de l'énergie (la « Régie »), le Transporteur indique
16 que la valeur absolue des écarts cumulés pour les mois d'avril et mai 2021 est de 0,222 GWh,
17 soit depuis l'entrée en vigueur à compter du 1^{er} avril 2021 des nouvelles modalités de
18 l'annexe 4 des *Tarifs et conditions*.

Tableau 1
Revenus du service complémentaire de réglage de tension

Année	HQ Production (k\$)	Autres clients (k\$)	Total (k\$)
2019	1 496	180	1 676
2020	1 437	170	1 607
2021 (janv.- mai)	639	72	711

⁷ [D-2012-010](#).

⁸ R-4096-2019 – Phase 2, D-2021-008, [paragraphe 64](#), p. 17.

Tableau 2
Pénalités du service complémentaire de réglage de tension

Année	HQ Production (k\$)	Autres clients (k\$)	Total (k\$)
2019	4	1	5
2020	3	0	4
2021 (janv.- mai)	1	0	1

Tableau 3
Coûts ou revenus nets et pénalités
pour le service de compensation d'écart de réception

Année	Coût ou (revenu) net facturé (k\$)	Pénalités (k\$)	Total (k\$)
2019	(143)	46	(96)
2020	(55)	20	(34)
2021 (janv.- mai)	(36)	4	(32)

Note : Les écarts de réception sont présentés de la façon habituelle selon les mois de facturation. La facturation mensuelle est émise pour les écarts du mois précédent.

1 **Raccordement de centrales**

2 Le Transporteur a fait état des ententes de raccordement signées depuis sa dernière
3 demande tarifaire⁹ dans ses rapports annuels pour les années 2019¹⁰ et 2020¹¹.

4 Le Transporteur fera état des ententes de raccordement signées en 2021 dans son prochain
5 rapport annuel pour l'année 2021.

6 En suivi de la décision D-2020-063¹², le Transporteur rappelle que les ententes de
7 raccordement des projets nos 217R et 218R¹³ ont préalablement été déposées à la Régie
8 dans le cadre d'un suivi administratif en octobre 2020¹⁴. Toujours en ce qui concerne ces deux
9 projets, les coûts réels du réseau collecteur sont présentés à l'annexe 2 de la présente pièce.

⁹ R-4096-2019 pour l'année 2020.

¹⁰ Rapport annuel 2019 du Transporteur, B-0008, [HQT-3, Document 3](#).

¹¹ Rapport annuel 2020 du Transporteur, B-0008, [HQT-3, Document 3](#).

¹² R-4096-2019, [par. 87-88](#), p. 23.

¹³ Les centrales photovoltaïques raccordées dans le cadre des projets 217R et 218R portent les noms de centrale Robert-A.-Boyd (sur le site de l'IREQ) et centrale Gabrielle-Bodis (sur le site de La Citière).

¹⁴ Ententes de raccordement des projets [2017R](#) et [2018R](#).

1 **Relations commerciales avec la clientèle**

2 Les rencontres du Transporteur avec ses clients et ses sondages auprès d'eux lui permettent
3 d'identifier leurs attentes et d'évaluer leur satisfaction. Les résultats des sondages 2019
4 et 2020 sont présentés à la pièce HQT-2, Document 1.

5 Annuellement, à la suite du sondage effectué auprès des clients des services de point à point,
6 le Transporteur prend en compte les commentaires pour dresser son plan d'action et
7 entretient une relation d'affaires avec eux, selon les besoins, afin de mieux orienter son travail
8 au cours de l'année. Plusieurs des éléments sur lesquels travaille actuellement le
9 Transporteur visent à bonifier les informations affichées sur son site OASIS.

10 Durant les années 2019 et 2020, le Transporteur a pris action sur plusieurs aspects du service
11 de transport, comme l'amélioration du niveau de précision quant à la coordination des
12 messages et informations sur OASIS relatifs aux retraits d'équipements annoncés. À cet effet,
13 le Transporteur a mis sur pied un sondage éclair à la fin de l'année 2020, qui est envoyé à
14 tous les deux mois à ses clients pour mesurer leur satisfaction à l'égard des informations
15 affichées sur OASIS pour les retraits. Les informations reçues sont ensuite utilisées pour
16 améliorer le service.

17 En ce qui concerne la satisfaction du Distributeur à l'égard du service de transport pour
18 l'alimentation de la charge locale, le Transporteur échange en continu avec celui-ci afin
19 d'apporter les améliorations souhaitées à la suite de l'exercice d'évaluation annuelle.

20 Depuis le dépôt de sa demande tarifaire 2020, le Transporteur a tenu deux rencontres dans
21 le cadre du *Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport*
22 prévu à l'appendice K des *Tarifs et conditions*, soient les 24 et 25 septembre 2020 ainsi que
23 les 3 et 4 juin 2021, en français et en anglais. Le Transporteur a déposé, le 19 mai 2021¹⁵,
24 un rapport sur les rencontres tenues en 2020. Pour sa part, le rapport sur les rencontres
25 de 2021 sera déposé au début de l'année 2022.

¹⁵ [Suivi administratif](#) en lien avec la décision D-2012-010.

2 Besoins des services de transport

- 1 Le tableau suivant présente les besoins réels de transport pour les années 2019 et 2020 ainsi
- 2 que les prévisions pour les années 2021 et 2022 des besoins de la charge locale et des
- 3 services de transport de point à point¹⁶, incluant les pertes de transport.

Tableau 4
Besoins des services de transport

Services de transport	2019 Réel	2020 Réel	2021 Prévision *	2022 Prévision
Charge locale				
Pointe coïncidente	40 806 MW	40 011 MW	39 925 MW **	sans objet
Pointe normalisée***	41 248 MW	43 433 MW	38 494 MW	sans objet
Prévision	sans objet	sans objet	38 494 MW	39 401 MW
Point à point annuel ferme	4 666 MW	4 662 MW	4 669 MW	4 697 MW
Producteur	4 132 MW	4 128 MW	4 135 MW	4 163 MW
Distributeur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Autres	534 MW	534 MW	534 MW	534 MW
Point à point mensuel ferme et non ferme	97 MW	40 MW	101 MW	0 MW
Producteur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Distributeur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Autres	97 MW	40 MW	101 MW	0 MW
Point à point hebdomadaire ferme et non ferme	33 MW	101 MW	101 MW	0 MW
Producteur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Distributeur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Autres	33 MW	101 MW	101 MW	0 MW
Point à point quotidien ferme	43 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Producteur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Distributeur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Autres	43 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Point à point quotidien non ferme	85 MW	27 MW	52 MW	0 MW
Producteur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Distributeur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Autres	85 MW	27 MW	52 MW	0 MW
Point à point horaire non ferme	5,7 x 10⁶ MW	4,0 x 10⁶ MW	6,1 x 10⁶ MW	6,0 x 10⁶ MW
Producteur	5,4 x 10 ⁶ MW	3,9 x 10 ⁶ MW	5,9 x 10 ⁶ MW	5,6 x 10 ⁶ MW
Distributeur	0,0 x 10 ⁶ MW	0,0 x 10 ⁶ MW	0,0 x 10 ⁶ MW	0,0 x 10 ⁶ MW
Autres	0,3 x 10 ⁶ MW	0,1 x 10 ⁶ MW	0,2 x 10 ⁶ MW	0,4 x 10 ⁶ MW

* Prévision basée sur six mois de données réelles et six mois de données prévisionnelles.

** Estimation préliminaire pour la pointe de février 2021

*** Pointe normalisée pour les conditions climatiques

¹⁶ La prévision est sujette à des aléas échappant au contrôle du Transporteur. Le compte d'écart des revenus des services de transport de point à point (détails à la section 4) permet d'en neutraliser l'effet sur les tarifs.

1 **Taux de pertes**

2 Le taux de pertes de transport se maintient à 5,3 % pour les années 2021 et 2022.
3 Celui-ci est établi, pour chacune de ces années respectives, à partir de la moyenne des trois
4 dernières années des pertes réelles calculées à deux décimales, en arrondissant le résultat
5 à une décimale¹⁷. Le Transporteur a utilisé les taux de pertes réels indiqués dans ses rapports
6 annuels 2020¹⁸ et 2021¹⁹.

Tableau 5
Taux de pertes de transport pour l'année 2021 et 2022

Année	Taux de pertes 2021	Taux de pertes 2022
2017	5,38 %	s. o.
2018	5,36 %	5,36 %
2019	5,21 %	5,21 %
2020	s. o.	5,21 %
Taux moyen	5,3 %	5,3 %

7 **Le Transporteur demande à la Régie de fixer pour les années 2021 et 2022 un taux de**
8 **perdes de transport de 5,3 %.**

¹⁷ D-2009-015, [p. 97](#).

¹⁸ Rapport annuel 2019, B-0007, HQT-3, Document 2, [p. 5](#).

¹⁹ Rapport annuel 2020, B-0007, HQT-3, Document 2, [p. 5](#).

- 1 **Besoins du service de transport de point à point à long terme**
- 2 La prévision pour les années 2021 et 2022 tient compte des réservations à long terme
- 3 suivantes, incluant les pertes de transport.

Tableau 6
Prévision des besoins du Producteur pour 2021 et 2022

Point de livraison	Nombre de conventions de service	Durée des conventions de service (années)	MW totaux (incluant pertes de transport)	MW totaux (incluant pertes de transport)
			2021	2022
ON	1	50	1 316	1 316
MASS	1	35	1 264	1 264
NE	1	35	1 264	1 264
HIGH	1	8	237	237
CORN*	1	5	47	47
DEN**	1	1	7	35
			4 135	4 163

* En suivi de la décision D-2018-021, [par. 650](#), cette convention est prévue, au cours des années 2021 et 2022, du 1^{er} janvier au 31 décembre. Ainsi, l'application de portions avant et après le renouvellement n'est pas requise dans la prévision des besoins de transport.

** Cette convention est prévue du 1^{er} novembre 2021 au 30 octobre 2022.

Tableau 7
Prévision des besoins des autres clients pour 2021 et 2022

Point de livraison	Nombre de conventions de service	Durée des conventions de service (années)	MW totaux (incluant pertes de transport)
NE	4	5	270
MASS	4	10	264
			534

- 4 Pour les années 2019 et 2020, les besoins réels du service de transport de point à point à
- 5 long terme ont été tels que prévus, à 4 666 MW et 4 662 MW respectivement²⁰.

²⁰ R-4096-2019 – Phase 1, B-0014, HQT-7, Document 1, [p.9](#).

1 **Besoins des services de transport de point à point à court terme**

2 Pour l'année 2022, le Transporteur estime les besoins des services de transport de point à
3 point à court terme dans le cadre du service horaire à 6,0 TWh, en se basant sur les deux
4 dernières années complétées, mais en excluant l'année 2020 en raison des résultats
5 atypiques engendrés par la pandémie de la COVID-19. Les années de référence utilisées
6 pour cette prévision sont donc 2018 et 2019.

7 Pour l'année 2021, le Transporteur prévoit des besoins de services de transport de point à
8 point à court terme de 6,2 TWh. Cette prévision est basée sur les besoins réels observés
9 pendant les six premiers mois de l'année ainsi que la moyenne des années 2018 et 2019 pour
10 la seconde moitié de l'année.

11 Pour les besoins des services de transport de point à point à court terme de l'année 2020,
12 un écart a été constaté entre la prévision de 5,5 TWh déposée dans le cadre de la demande
13 tarifaire 2020 du Transporteur²¹ et les besoins réels de 4,0 TWh. Cet écart s'explique par des
14 réservations moins importantes que prévu du Producteur et des autres clients, dans un
15 contexte de pandémie ayant perduré durant une majeure partie de l'année 2020.

16 Pour les besoins des services de transport de point à point à court terme de l'année 2019,
17 un léger écart est observé entre la prévision révisée de 5,4 TWh déposée dans le cadre de la
18 demande tarifaire 2020 du Transporteur²² et les besoins réels de 5,7 TWh, principalement en
19 raison de réservations plus importantes que prévu du Producteur.

²¹ R-4096-2019 – Phase 1, B-0014, HQT-7, Document 1, [p. 9](#).

²² Ibid., [p. 9](#).

3 Revenus des services de transport

- 1 Les revenus des services de transport ainsi que les montants concernant le cavalier sont
- 2 présentés au tableau suivant.

Tableau 8
Revenus des services de transport (M\$)

Services de transport	2019 Réal	2020 Réal	2021 Prévision *	2022 Prévision
Revenus	3 429,0	3 422,6	3 310,9	3 323,3
Charge locale	3 009,9	3 021,9	2 905,1	2 923,9
Point à point	419,1	400,7	405,7	399,4
Producteur	373,8	357,9	362,9	356,4
Distributeur	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres	45,4	42,8	42,8	43,0
Point à point à long terme	366,6	363,9	352,3	348,5
Producteur	324,6	322,2	312,1	308,9
Distributeur	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres	42,0	41,7	40,3	39,6
Point à point à court terme	52,5	36,8	53,4	50,8
Producteur	49,2	35,7	50,9	47,4
Distributeur	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres	3,4	1,1	2,5	3,4
Cavalier	-16,8	-26,0	8,6	0,0
Charge locale	-14,9	-23,2	7,7	0,0
Point à point à long terme	-1,8	-2,8	0,9	0,0
Producteur	-1,6	-2,5	0,8	0,0
Distributeur	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres	-0,2	-0,3	0,1	0,0

Note: Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

* Prévision basée sur 6 mois de données réelles et 6 mois de données prévisionnelles.

- 3 Pour l'année 2019, les revenus des services de transport de point à point réels sont
- 4 de 419,1 M\$, en hausse de 3,2 M\$ par rapport aux revenus prévus de 415,9 M\$²³. Cet écart
- 5 s'explique par une hausse des revenus de transport à court terme par rapport à la prévision²⁴.

²³ R-4096-2019 – Phase 1, B-0014, HQT-7, Document 1, [p. 12](#).

²⁴ Suivi réalisé selon à la décision D-2012-059, [par. 390](#).

1 Pour l'année 2020, les revenus des services de transport de point à point réels sont
 2 de 400,7 M\$, en baisse de 12,2 M\$ par rapport aux revenus prévus de 412,9 M\$²⁵. Cet écart
 3 s'explique principalement par une baisse des revenus de transport à court terme dans un
 4 contexte de pandémie de la COVID-19 et d'une baisse du tarif en 2020.

4 Compte d'écart des revenus des services de transport de point à point

5 En ce qui a trait au solde projeté du compte d'écart des revenus des services de transport
 6 de point à point, des montants de 1,1 M\$ pour l'année 2019 et de 0,8 M\$ pour l'année 2020
 7 ont été facturés pour des pénalités liées à l'exploitation, selon les articles 13.7 d) et 14.5
 8 des *Tarifs et conditions*. Le reste est associé aux écarts de prévision des revenus des services
 9 de transport de point à point²⁶.

10 Le solde projeté du compte d'écart est présenté au tableau suivant, aux fins de l'établissement
 11 du cavalier pour l'année 2021.

Tableau 9
Solde du compte d'écart (M\$)

Année 2019	
Prévision	404,9
Prévision révisée	415,9
Écart : prévision révisée	-11,0
(montant considéré pour le cavalier 2020)	
Réel	419,1
Écart : prévision révisée - réel	-3,2
Écart : montant considéré pour le cavalier 2020 - montant réel pour le cavalier 2020	
Total 2019	-3,2
Année 2020	
Prévision	412,9
Réel	400,7
Écart : prévision - réel	12,2
Intérêt*	-0,4
Total 2020 : écart + intérêt	11,8
Solde ** : total 2019 + total 2020 (montant à considérer pour le cavalier 2021)	8,6
* Solde du compte d'écart au 31 décembre 2019 portant intérêt au taux moyens des obligations 3 ans	
** Solde positif du compte d'écart donnant lieu à un cavalier portant un signe positif qui sera appliqué en augmentation des tarifs des services à long terme.	

²⁵ R-4096-2019 – Phase 1, B-0161, HQT-9, Document 1.2, [p. 7](#).

²⁶ Suivi de la décision D-2014-035, [par. 643](#).

5 Évaluation de la contribution requise du Distributeur

1 Le Transporteur présente²⁷ dans les tableaux²⁸ suivants l'évaluation de la contribution
2 annuelle requise du Distributeur pour les années 2021 et 2022.

3 Comme indiqué dans les rapports annuels 2019 et 2020 du Transporteur²⁹, considérant les
4 modalités des *Tarifs et conditions* qui étaient en vigueur lors de la fermeture de ces années,
5 aucune contribution n'a été requise pour les projets visant la charge locale et dont les mises
6 en service ont été réalisées en 2019 et en 2020.

7 Selon la présente évaluation, aucune contribution du Distributeur n'est actuellement prévue
8 pour l'année 2021.

Tableau 10
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2021

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2021 ¹	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	2,3	(2,3)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	-	3,5	(3,5)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	1,7	(1,7)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	0,0	(0,0)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	2,2	(2,2)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	-	0,3	(0,3)
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne***	0,0	-	6,2	(6,2)
-65 M\$	Poste de Baie-d'Urfé – Ajout d'un 4e transformateur à 120-25 kV	49,2	33,0	15,1	17,9
-65 M\$	Poste de Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et d'automatismes	7,8	5,2	2,2	3,0
-65 M\$	Poste de Léry - ajout du 3e transformateur à 315-120 kV	-	-	0,4	(0,4)
-65 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,1	(0,1)
-65 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	32,0	21,5	20,6	0,9
-65 M\$	Poste d'Acton - Remplacement d'appareillage électrique et de systèmes de commande et protection - ajout d'un disjoncteur	11,1	7,5	0,4	7,1
-65 M\$	Raccordement d'un client du Distributeur	21,7	14,6	7,0	7,5
-65 M\$	Autres projets < 5 M\$	21,7	14,6	3,1	11,5
	Total	143,6	96,4	65,2	31,1
	Plus 19% pour les coûts d'exploitation et d'entretien				N/A
	Contribution requise du Distributeur				N/A

Note 1: Projets confirmés en date du 30 avril 2021, selon les processus en vigueur dans l'entreprise (D-2020-041, par. 660).

*Mise en service de la section satellite en 2019.

**Poursuite du volet renforcement, volet client mis en service en 2018.

***Volet poste mis en service en 2020.

²⁷ [D-2010-032](#) et [D-2013-090](#).

²⁸ Sous le format de R-3706-2009, B-16, HQT-13, Document 1.1, [tableau R7.2-1](#), p. 18.

²⁹ Rapport annuel 2019 du Transporteur, B-0005, HQT-2, Document 2, annexe 2, [p. 36](#) et Rapport annuel 2020 du Transporteur, B-0005, HQT-2, Document 2, annexe 3, [p. 36](#).

- 1 La ligne « Raccordement d'un client du Distributeur », présentée au tableau précédent pour
- 2 l'année 2021, comporte un seul projet dont le détail est présenté au tableau ci-dessous³⁰.
- 3 Le Transporteur précise qu'il ne s'agit pas d'un projet lié à l'usage cryptographique appliqué
- 4 aux chaînes de blocs³¹.

Tableau 11
Projets inclus dans la ligne « Raccordement d'un client du Distributeur » pour l'année 2021

Projets de raccordement de clients du Distributeur	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale	Montant maximal d'allocation	Mise à jour des coûts - Mars 2021	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	\$/kW	en M\$	en M\$	en M\$
	(1)		(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
Client #1	21,7	671	14,6	7,0	7,5
Total	21,7		14,6	7,0	7,5

- 5 Pour l'année 2022, le Transporteur applique les modalités des *Tarifs et conditions* en vigueur
- 6 à la suite de la décision D-2021-068³². Ainsi, la mise en application de l'agrégation
- 7 charges-ressources est présentée suivant les modalités définies au nouvel article 3 de la
- 8 section C de l'appendice J (Agrégation des projets d'ajouts au réseau réalisés pour
- 9 l'alimentation de la charge locale).

³⁰ D-2020-041, [par. 661](#).

³¹ D-2019-047, [par. 613 et 614](#).

³² [D-2021-068](#), R-3888-2014 – Phase 2.

Tableau 12
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2022

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2021 ¹	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
CHARGES					
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	-	0,1	(0,1)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,3	(0,3)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	0,6	(0,6)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	2,1	(2,1)
À venir	Conversion de l'Axe Saraguay-Aqueduc - Volet lignes et postes sources	0,0	-	2,6	(2,6)
-65 M\$	Poste Bout-de-l'île – reconstruction du jeu de barre à 315 kV	0,0	-	5,9	(5,9)
-65 M\$	Construction du nouveau poste de Saint-Agapit à 120-25 kV	5,2	3,5	19,1	(15,6)
-65 M\$	Conversion de l'Axe Saraguay-Aqueduc - Volet modifications au poste Rockfield	24,4	16,4	5,7	10,7
-65 M\$	Conversion de l'Axe Saraguay-Aqueduc - Volet remplacement d'équipements au poste Hampstead	10,0	6,7	12,8	(6,1)
-65 M\$	Poste de Saint-Bruno-de-Montarville - Ajout d'un 3e transformateur à 315-25 kV	70,7	47,4	13,9	33,5
-65 M\$	Poste de St-Polycarpe à 120-25 kV - Reconstruction et augmentation de capacité	13,0	8,7	2,7	6,0
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne**	0,0	-	0,2	(0,2)
-65 M\$	Réseau Chaudière 69 kV – Conversion des lignes à 120 kV	0,0	-	7,0	(7,0)
-65 M\$	Poste Sainte-Germaine à 120-25 kV – Ajout d'un système de stockage d'énergie	2,3	1,5	7,1	(5,6)
-65 M\$	Poste de Saraguay – Raccordement du circuit 3049 au poste Saraguay et remplacement de deux disjoncteurs à 315 k	0,0	-	3,1	(3,1)
-65 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	232,0	155,7	10,5	145,1
Total Charges		357,6	239,9	93,7	146,3
RESSOURCES					
D-2007-141	1er AO éolien 2003-05			-	-
D-2010-165	2e AO éolien 2005-03			-	-
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02			-	-
D-2017-025	4e AO éolien 2013-01			-	-
Décret 2014-02	Gré à gré (Décret 2014-02)			-	-
Total Ressources		-	-	-	-
Total Charges + Ressources		357,6	239,9	93,7	146,3
Solde cumulé de 2006 à 2021					(968,1)
Plus les coûts d'exploitation et d'entretien (15% jusqu'en 2015, puis 19%)					(138,2)
Contribution requise du Distributeur					(960,0)

Note 1: Projets confirmés en date du 30 avril, selon les processus en vigueur dans l'entreprise (D-2020-041, par. 660).

*Mise en service de la section satellite en 2019.

**Volet poste mis en service en 2020.

- 1 La ligne « Raccordement de clients du Distributeur », présentée au tableau précédent pour
- 2 l'année 2022, intègre deux projets. Les informations relatives à ces derniers sont fournies au
- 3 tableau suivant³³. Le Transporteur précise qu'il ne s'agit pas de projets liés à l'usage
- 4 cryptographique appliqué aux chaînes de blocs³⁴.

³³ D-2020-041, [par. 661](#).

³⁴ D-2019-047, [par. 613 et 614](#).

Tableau 13
Projets inclus dans la ligne « Raccordement de clients du Distributeur » pour l'année 2022

Projets de raccordement de clients du Distributeur	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale	Montant maximal d'allocation	Mise à jour des coûts - Mars 2021	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	\$/kW	en M\$	en M\$	en M\$
	(1)		(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
Client #1	200,0	671	134,2	5,7	128,5
Client #2	32,0	671	21,5	4,9	16,6
Total	232,0		155,7	10,5	145,1

1 À la suite de la décision D-2021-068, le solde cumulatif des projets d'ajouts au réseau réalisés
 2 pour l'alimentation de la charge locale depuis 2006 a été intégré à la contribution à recevoir
 3 du Distributeur en 2022. L'annexe 1 présente les détails de l'agrégation charges-ressources
 4 pour les années 2006 à 2022.

5 L'évaluation de la contribution requise du Distributeur pour les années 2021 et 2022,
 6 présentée ci-dessus, a été établie à partir des sources³⁵ suivantes :

- 7 • MW additionnels sur 20 ans : pour chacun des projets ciblant des postes satellites,
 8 les MW additionnels représentent la croissance estimée sur 20 ans pour la zone
 9 du projet, établie à partir de la plus récente prévision de charges du Distributeur
 10 (prévision de septembre 2020) disponible lors de l'évaluation de la contribution.
 11 Pour chacun des projets réalisés pour des clients du Distributeur raccordés directement
 12 au réseau de transport, ces MW additionnels représentent la puissance maximale à
 13 transporter demandée par le Distributeur pour son client.
- 14 • Allocation maximale : pour les projets ciblant des postes satellites, la valeur
 15 d'allocation maximale utilisée est de 671 \$/kW, soit celle approuvée par la Régie pour
 16 l'année 2020³⁶ et qui continue de s'appliquer jusqu'à la décision finale de la Régie
 17 pour la présente demande tarifaire 2021 et 2022. Pour les projets réalisés pour des
 18 clients du Distributeur raccordés directement au réseau de transport, la valeur
 19 d'allocation maximale utilisée est celle en vigueur à la conclusion de l'entente entre
 20 le Distributeur et son client³⁷.
- 21 • Coûts des projets : ils constituent une estimation des coûts des projets qui seront mis
 22 en service en 2021 et 2022.

³⁵ D-2017-021, [par. 573 et 575](#).

³⁶ D-2020-063, [p. 30](#).

³⁷ L'allocation accordée tient compte de la durée du service demandé, laquelle peut être inférieure à 20 ans.

1 En utilisant, pour les projets ciblant des postes satellites, l'allocation maximale proposée dans
2 le cadre de la présente demande, soit 630 \$/kW, le solde de l'agrégation charges-ressources
3 pour l'année 2022 spécifiquement passe de 146,3 M\$ à 131,6 M\$, de sorte que la contribution
4 exigible du Distributeur à la fin de 2022 est augmentée à 977,5 M\$ (incluant les coûts
5 d'exploitation et d'entretien).

6 Enfin, le Transporteur fournit les informations suivantes en réponse à des suivis de la Régie :

- 7 • Réserve de 50 M\$ pour le raccordement rapide de clients du Distributeur³⁸ :
8 le Transporteur confirme qu'aucun projet n'a impliqué le recours à cette réserve
9 demandée pour l'année 2019. En effet, les projets non prévus au budget des
10 investissements 2019 du Transporteur, qui avaient le potentiel d'être mis en service
11 en 2019,³⁹ ne l'ont finalement pas été.
- 12 • Poste Aqueduc à 315-25 kV - ajout 4^e transformateur⁴⁰ : une mise à jour des valeurs
13 de ce poste a été fournie dans le cadre du Rapport annuel 2020 du Transporteur⁴¹.
14 Le Transporteur confirme que tous les coûts du projet ont été attribués à la catégorie
15 Croissance des besoins de la clientèle.

6 Suivi des engagements d'achat de type Toulnostouc

16 Le Transporteur rappelle que le suivi des engagements, en vertu de l'article 12A.2 i)
17 des *Tarifs et conditions*, ne peut s'effectuer sur une base annuelle. Selon cet article,
18 les revenus des conventions de service de transport à long terme en valeur actualisée doivent
19 être suffisants pour couvrir les coûts des projets de raccordements du client du service
20 de transport.

³⁸ D-2019-047, [par. 611](#) et D-2020-041, [par. 662](#).

³⁹ R-4058-2018 – Phase 1, B-0140, HQT-13, Document 1.4 révisé, réponse du Transporteur à la [question 18.3](#).

⁴⁰ R-4096-2019 – Phase 1, [D-2020-041, par. 451 et 452](#).

⁴¹ HQT-2, Document 2, annexe 3, [tableau A3-2, p. 36](#).

Tableau 14
Suivi des engagements d'achat de type Toulnostouc

A. REVENUS	2019	2020	2021	2022
<ul style="list-style-type: none"> Liste des revenus de point à point considérés (à court terme et à long terme) du Producteur, incluant les revenus associés à chacune des conventions de point à point considérées 				
<u>Conventions</u>				
CORN	3,7	3,7	3,6	3,5
DEN	0,0	0,0	0,5	2,6
HIGH	18,6	18,5	17,9	17,6
MASS	99,4	98,6	95,4	93,8
NE	99,4	98,6	95,4	93,8
ON	103,5	102,7	99,3	97,7
Revenus à long terme	324,6	322,2	312,1	308,9
Revenus à court terme	49,2	35,7	50,9	47,4
Sous-total	373,8	357,9	362,9	356,4
<ul style="list-style-type: none"> Établir et soustraire, lorsqu'applicable, la base minimale des revenus qui auraient été possibles sans le raccordement de la centrale Toulnostouc¹ 				
Base minimale de revenus	3,7			
<ul style="list-style-type: none"> Établir et soustraire, le cas échéant, les revenus associés à des engagements selon l'article 12A.2i) et les sections de l'appendice J² 				
<u>Conventions</u>				
HIGH	18,6	18,5	17,9	17,6
MASS	99,4	98,6	95,4	93,8
NE	99,4	98,6	95,4	93,8
ON	103,5	102,7	99,3	97,7
Sous-total	320,9	318,5	307,9	302,8
<ul style="list-style-type: none"> Établir et soustraire les revenus associés à des engagements selon l'article 12A.2 ii)³ 				
Sans objet				
Sous-total A - Revenus disponibles pour validation des engagements de type Toulnostouc	49,2	39,4	55,0	53,6
B. ENGAGEMENTS DE TYPE TOULNUSTOUC				
<ul style="list-style-type: none"> Liste des engagements d'achats de type Toulnostouc et valeur annuelle de chacun 				
<u>Centrales</u>				
Centrale de la Toulnostouc				
Centrale Mercier	1,4	1,4	1,4	1,4
Centrale de la Péribonka	18,1	18,1	18,1	18,1
Centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs	7,7	7,7	7,7	7,7
Sous-total B - Engagements d'achat de type Toulnostouc	27,2	27,2	27,2	27,2
C. SURPLUS OU DÉFICIENCE (C = A - B)				
<ul style="list-style-type: none"> Établir le surplus/déficience de revenus admissibles par rapport aux engagements de type Toulnostouc 				
Surplus ou Déficience	22,0	12,2	27,7	26,4

¹ Les revenus associés à la convention pour livraison à CORN se sont terminés le 31 décembre 2019.

² La répartition des revenus associés à l'article 12A.2 i) et ceux associés aux sections de l'appendice J des *Tarifs et conditions* doit se faire en valeur actualisée et ne peut se faire en valeur annuelle.

³ Aucune centrale en service ne fait l'objet d'un engagement d'achat en vertu du paragraphe ii) de l'article 12A.2 des *Tarifs et conditions*.

Annexe 1**Agrégation des projets de croissance de charges
et de ressources et évaluation de la contribution
requisse du Distributeur en suivi de la
décision D-2020-146**

- 1 Le tableau suivant présente, en suivi de la décision D-2020-146⁴², la mise à jour de l'agrégation annuelle (charges et ressources)
- 2 des projets de croissance de charges ainsi que des projets de ressources concernant l'intégration de parcs éoliens pour la
- 3 charge locale.
- 4 Pour les années 2021 et 2022, il s'agit de données prévisionnelles.

Année		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2006-2022
Total des MW additionnels prévus sur 20 ans - Charges	(A)	865	106	369	460	429	229	230	564	153	481	286	448	390	508	560	144	358	6 579
Montant maximal d'allocation de HQT en M\$ - Charges	(B)	484	60	195	286	253	130	131	295	92	288	171	286	240	322	368	96	240	3 937
Total des investissements de HQT en M\$ - Charges	(C)	143	58	140	173	170	126	105	281	199	476	132	215	274	313	255	65	94	3 220
Total des investissements de HQT en M\$ - Ressources (Note 1)	(D)	10	14	56	118	23	214	211	198	151	94	110	59	111	485	4	11	-	1 869
Écart annuel sans les CEE en M\$ (Note 2)	(E) = (B) - (C + D)	331	(12)	(0)	(5)	61	(210)	(185)	(184)	(259)	(282)	(72)	11	(146)	(476)	108	20	146	(1 152)
Contributions déjà versées pour le volet Charges avant CEE en M\$									(108)	(188)				(35)					(331)
Écart Pluriannuel sans les CEE en M\$	Somme des (E)	331	319	319	314	375	165	(20)	(204)	(355)	(449)	(521)	(509)	(621)	(1 097)	(988)	(968,11)	(822)	
CEE sur les écarts annuels (15% jusqu'en 2015, puis 19%) en M\$								(3)	(28)	(23)	(14)	(14)	2	(21)	(90)	21	4	28	
CEE sur l'écart Pluriannuel en M\$								(3)	(31)	(53)	(67)	(81)	(79)	(100)	(190)	(170)	(166)	(138)	
Écart Pluriannuel incluant les CEE en M\$								(23)	(235)	(409)	(516)	(602)	(588)	(720)	(1 287)	(1 158)	(1 134)	(960)	

Note 1 : Les investissements du Transporteur sont avant déduction des excédents prévus être versés par le Distributeur, sauf pour le 1^{er} appel d'offres (2013) et Rivière-Nouvelle (2017) pour lesquels des paiements ont été reçus du Distributeur.

Note 2 : Coûts d'exploitation et d'entretien (CEE).

- 5 Les tableaux suivants présentent le détail annuel pour les années 2006 à 2022 de l'agrégation des projets de croissance de charges
- 6 ainsi que des projets de ressources concernant l'intégration de parcs éoliens pour la charge locale.
- 7 Également en suivi de la décision D-2020-146⁴³, le Transporteur fournit, à la page 43, les contributions liées aux projets d'intégration
- 8 de parcs éoliens, pour lesquels la Régie avait réservé ses décisions.

⁴² D-2020-146, [par. 99 et 100](#).

⁴³ D-2020-146, [par. 99 à 102](#).

Année 2006

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste satellite Cowansville	38,0	21,3	8,0	13,3
Poste satellite Donnacona 25 kV	13,7	7,7	16,3	-8,7
Poste satellite Groulx	66,0	37,0	6,0	31,0
Poste satellite Iberville	11,5	6,4	9,3	-2,9
Poste satellite Mascouche	55,0	30,8	6,2	24,6
Poste satellite Mirabel	46,5	26,0	9,6	16,4
Poste satellite Renaud	96,0	53,8	3,8	50,0
Poste satellite St-Félicien	10,0	5,6	7,3	-1,7
Poste satellite St-Rémi 25	12,5	7,0	8,9	-1,9
Ligne Dorion-Langlois	0,0	0,0	5,9	-5,9
Poste satellite Notre-Dame-du-Laus	2,0	1,1	1,0	0,1
Poste Arnaud (Client Alouette - Phase II)	500,0	280,0	37,5	242,5
Mine Niobec (Cambior)	3,0	1,7	1,2	0,5
Goldex à Val d'Or (Mines Agnico-Eagle)	10,5	5,9	3,3	2,6
Télécom	0,0	0,0	18,6	-18,6
Total Charges	864,7	484,2	142,9	341,3
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			9,9	
Travaux communs			0,3	
Sous-total			10,2	
Total Ressources			10,2	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		484,2	153,1	331,1

Année 2007

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste satellite Arthabaska-Kingsey	6,7	3,8	16,3	-12,5
Poste satellite Marie-Victorin	14,7	8,4	12,7	-4,3
Poste satellite Mgr. Émard	50,4	28,7	8,2	20,5
Poste satellite Ste-Thérèse O	26,9	15,3	12,4	3,0
Poste source Chénier	0,0	0,0	3,9	-3,9
Poste source Notre-Dame	0,0	0,0	3,0	-3,0
Mine Casa Berardi (poste Normétal)	6,8	3,5	1,6	1,9
Total Charges	105,5	59,8	58,0	1,8
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,2	
Anse-à-Valleau (100,5 MW)			0,5	
Travaux communs			13,2	
Sous-total			13,9	
Total Ressources			13,9	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		59,8	71,9	-12,1

Année 2008

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste satellite St-Lin	67,0	38,5	45,1	-6,6
Wemindji - Alimentation de la communauté Crie	3,8	2,2	43,2	-41,0
Poste satellite St-Sulpice	54,2	31,1	15,2	15,9
Alimentation du client Erco Mondial	85,1	44,4	15,2	29,2
Alimentation du chantier Eastmain-1	4,8	2,5	2,6	0,0
Remplacement de la ligne Sorel-Tracy	114,0	53,2	12,5	40,7
Autres projets	40,5	23,2	5,9	17,3
Total Charges	369,4	195,2	139,7	55,5
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,3	
Anse-à-Valleau (100,5 MW)			16,9	
Parc Carleton (109,5 MW)			32,8	
Travaux communs			5,6	
Sous-total			55,7	
Total Ressources			55,7	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		195,2	195,3	-0,1

Année 2009

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste Chomedey - poste source 315-120 kV	0,0	0,0	6,6	-6,6
Poste Mont-Tremblant	38,4	23,9	47,3	-23,4
Poste Saraguay - nouv. section 315-25 kV	90,0	56,0	30,1	25,9
Poste Vaudreuil-Soulanges	78,2	48,7	26,5	22,2
Poste Chomedey - poste satellite 315-25 kV	138,8	86,3	10,9	75,4
Poste Baie d'Urfée	60,1	37,4	9,6	27,8
Poste Mégantic	13,3	8,3	10,0	-1,7
Poste Magog	25,3	15,8	12,4	3,4
Raccordement Client ETGO	14,3	7,3	6,0	1,3
Raccordement temporaire camp. La Sarcelle	N/A	1,7	1,7	0,0
Autres projets < 5 M\$	1,6	1,0	11,8	-10,8
Total Charges	460,0	286,3	172,9	113,4
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,2	
Anse-à-Valleau (100,5 MW)			0,2	
Parc Carleton (109,5 MW)			0,2	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			27,6	
Travaux communs			90,0	
Mise à niveau				
Télécom				
Sous-total			118,2	
Total Ressources			118,2	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		286,3	291,1	-4,7

Année 2010

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	0,0	0,0	0,0	0,0
Poste satellite Anne-Hébert	91,0	54,2	73,5	-19,3
Poste satellite de St-Maxime	17,0	10,1	14,5	-4,3
Poste satellite de Delson	67,0	39,9	11,9	28,1
Raccordement du Chantier la Romaine	n.a.	8,8	12,3	-3,5
Raccordement Canadian Malartic Osisko	85,0	47,4	14,4	33,0
Poste satellite Bourget	42,6	25,4	10,0	15,4
Poste satellite de Francheville	18,2	10,8	1,0	9,9
Poste satellite Neufchatel	37,1	22,1	0,7	21,4
Poste source de Hauterive	70,8	34,4	29,5	4,9
Poste source Leneuf	0,0	0,0	2,4	-2,4
Total Charges	428,7	253,2	170,0	83,2
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,1	
Anse-à-Valleau (100,5 MW)			0,0	
Parc Carleton (109,5 MW)			0,0	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			0,5	
Parc Montagne Sèche (58,5 MW)			11,7	
Travaux communs			10,2	
Sous-total			22,5	
Total Ressources			22,5	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		253,2	192,5	60,7

Année 2011

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste source Chomedey 315-120 kV	0,0	0,0	7,1	-7,1
Poste satellite Mistissini / Waconichi	7,3	4,2	36,8	-32,6
Ligne 120 kV Beauceville - Ste-Marie	0,0	0,0	32,6	-32,6
Ligne Notre-Dame et Berri	0,0	0,0	3,9	-3,9
Poste satellite L'Annonciation	14,3	8,1	9,0	-1,0
Poste satellite Bois-Francs	18,5	10,5	9,6	0,9
Poste satellite Ste-Agathe	32,8	18,6	5,1	13,5
Poste satellite Saraguay 315-25 kV	88,0	49,8	12,4	37,5
Poste satellite Ste-Thérèse	24,2	13,7	5,3	8,4
Autres projets < 5 M\$	44,0	24,9	4,2	20,7
Total Charges	229,2	129,7	125,9	3,9
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,0	
Parc Carleton (109,5 MW)			0,0	
Parc Montagne Sèche (58,5 MW)			40,9	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			0,0	
Parc Mont-Louis (100,5 MW)			29,9	
Parc Gros Morne (211,5 MW)			29,5	
Travaux communs			108,1	
Sous-total			208,4	
2e AO éolien				
Parc Lac-Alfred (300 MW)			0,8	
Parc St-Robert-Bellarmin (80,0 MW)			0,2	
Parc Le Plateau (138,6 MW)			4,2	
Sous-total			5,3	
Total Ressources			213,7	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		129,7	339,5	-209,8

Année 2012

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Ecart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	0,0	0,0	22,4	-22,4
Ligne 120 kV Beauceville - Ste-Marie	0,0	0,0	1,0	-1,0
Poste satellite St-Lin	59,1	33,7	7,3	26,4
Renforcement du réseau de Bécancour	0,0	0,0	30,3	-30,3
Raccordement permanent du projet minier Lac Bloom	34,0	19,2	11,8	7,4
Raccordement permanent du projet Éléonore	48,0	27,4	27,4	0,0
Autres projets < 5 M\$	88,9	50,7	4,9	45,8
Total Charges	230,0	131,1	105,1	26,0
RESSOURCES				
1er AO éolien 2003-05				
Parcs Montagne Sèche (58,5 MW)			-5,8	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			0,1	
Parc Mont-Louis (100,5 MW)			0,1	
Parc Gros Morne (211,5 MW)			7,8	
Travaux communs			2,3	
Sous-total			4,5	
2e AO éolien 2005-03				
Parc Lac-Alfred (300,0 MW)			26,8	
Parc St-Robert-Bellarmin (80,0 MW)			42,0	
Parc Le Plateau (138,6 MW)			29,1	
Parc De l'Érable (100,0 MW)			20,1	
Parc Des Moulins (135,7 MW)			7,1	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			23,7	
Parc New Richmond (67,8 MW)			15,1	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			24,8	
Parc Rivière-du-Moulin (350,0 MW)			0,0	
Parc Montérégie (101,2 MW)			14,1	
Renforcement Matapédia			4,1	
Sous-total			206,8	
Total Ressources			211,3	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		131,1	316,4	-185,3

Année 2013

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	0,0	0,0	7,4	-7,4
Nouveau poste satellite St-Bruno-de-Montarville	91,0	52,0	52,3	-0,4
Nouveau poste satellite Lachenaie 315-25 kV	90,0	51,4	41,4	10,0
Nouveau poste satellite Charlesbourg	77,8	44,4	51,1	-6,7
Renforcement Bécancour	0,0	0,0	15,8	-15,8
Ligne biterne 120 kV Chaudière-St-Agapit	0,0	0,0	26,3	-26,3
Poste satellite Mont-Royal	64,0	36,5	27,6	8,9
Poste satellite Lavaltrie	45,7	26,1	12,5	13,6
Poste satellite Chénéville	9,5	5,4	6,1	-0,7
Poste satellite Lévis	66,8	38,1	11,7	26,5
Poste satellite Dubuc	11,1	6,3	5,6	0,8
Poste satellite Landry	26,8	15,3	16,0	-0,7
Autres projets < 5M\$	81,8	19,0	7,3	11,7
Total Charges	564,5	294,6	281,1	13,6
RESSOURCES				
1er AO éolien 2003-05				
Parcs Montagne Sèche (58,5 MW)			0,1	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			0,0	
Parc Mont-Louis (100,5 MW)			-2,3	
Parc Gros Morne (211,5 MW)			0,0	
Travaux communs			2,6	
Excédent versé par HQD			-27,3	
Sous-total			-27,0	
2e AO éolien 2005-03				
Parc Lac-Alfred (300,0 MW)			50,3	
Parc St-Robert-Bellarmin (80,0 MW)			-10,2	
Parc Le Plateau (138,6 MW)			0,0	
Parc De l'Érable (100,0 MW)			10,0	
Parc Des Moulins (135,7 MW)			22,6	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			14,4	
Parc New Richmond (67,8 MW)			11,2	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			88,9	
Parc Montérégie (101,2 MW)			0,2	
Renforcement Matapédia			25,8	
Renforcement réseau principal			2,9	
Sous-total			216,2	
3e AO éolien 2009-02				
Parc Témiscouata I (23,5 MW)			0,5	
Parc Viger-Denonville (24,6 MW)			7,9	
Sous-total			8,4	
Total Ressources			197,6	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		294,6	478,6	-184,0

Année 2014

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Ecart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	0,0	0,0	10,4	-10,4
Poste source Le Gardeur 315-120 kV	0,0	0,0	54,4	-54,4
Renforcement du réseau à 120 kV Palmarolle-Rouyn	0,0	0,0	30,0	-30,0
Poste satellite de Glenwood	46,8	28,0	14,3	13,7
Renforcement du réseau 315 kV de l'Abitibi - phase 1 - Poste de Figuiery	0,0	0,0	24,0	-24,0
Projet St-Césaire - Bedford	0,0	0,0	25,0	-25,0
Poste satellite Marcotte	25,6	15,3	12,5	2,8
Poste satellite de Berthier	52,0	31,1	16,4	14,7
Autres projets < 5M\$	28,8	17,2	12,2	5,0
Total Charges	153,2	91,6	199,2	-107,6
RESSOURCES				
1er AO éolien 2003-05				
Parc Montagne Sèche (58,5 MW)			-0,0	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			0,0	
Parc Gros Morne (211,5 MW)			0,0	
Travaux communs			0,2	
Sous-total			0,1	
2e AO éolien 2005-03				
Parc Lac-Alfred (300,0 MW)			0,0	
Parc St-Robert-Bellarmin (80,0 MW)			0,0	
Parc De l'Érable (100,0 MW)			0,3	
Parc Des Moulins (135,7 MW)			0,1	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			0,2	
Parc New Richmond (67,8 MW)			0,0	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			1,3	
Parc Rivière-du-Moulin (350,0 MW)			70,6	
Parc Vent du Kempt (100,0 MW)			21,0	
Parc Montérégie (101,2 MW)			0,0	
Parc Seigneurie Beaupré 4 (67,9 MW)			11,3	
Parc Le Plateau 3 (21,2 MW)			3,4	
Parc Mont Rothery (74,0 MW)			1,3	
Renforcement Matapédia			0,6	
Renforcement réseau principal			0,0	
Sous-total			110,0	
3e AO éolien 2009-02				
Parc Témiscouata 1 (23,5 MW)			8,1	
Parc Le Plateau 2 (21,2 MW)			5,9	
Parc St-Damase (23,5 MW)			6,3	
Parc Viger-Denonville (24,6 MW)			0,2	
Parc St-Philémon (24,0 MW)			4,4	
Parc Le Granit (24,6 MW)			5,5	
Parc La Mitis (24,6 MW)			6,0	
Renforcement du réseau de la Gaspésie			4,5	
Sous-total			40,9	
Total Ressources			151,0	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		91,6	350,2	-258,6

Année 2015

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Ecart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste source Chomedev à 315-120 kV - augm. de capacité	0,0	0,0	0,5	-0,5
Reconstruction du poste satellite Bélanger à 315-25 kV	34,6	20,9	68,9	-48,0
Nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV	0,0	0,0	11,0	-11,0
Nouvelle ligne Pierre Le Gardeur - St-Sulpice	0,0	0,0	31,8	-31,8
Nouveau poste satellite Duchesnav à 315-25 kV	41,6	25,1	30,3	-5,2
Nouveau poste satellite Waswanipi à 315-25 kV	5,5	3,3	29,9	-26,6
Renforcement réseau Palmarolle-Rouyn	0,0	0,0	0,1	-0,1
Expansion Aluminerie Abuette à Scot-Îles	70,0	40,0	35,8	4,2
Renforcement Abitibi ph. 1 - Poste Fiquery	0,0	0,0	75,2	-75,2
Renforcement réseau de Bécancour	0,0	0,0	7,4	-7,4
Poste source Abitibi - rempl. des transformateurs	0,0	0,0	7,4	-7,4
Nouveau poste satellite de Blainville à 315-25 kV	43,8	26,5	85,8	-59,4
Nouvelle ligne biterne à 120 kV Chaudière - St-Agapit	0,0	0,0	0,1	-0,1
Poste satellite Laurent - ajout départs et batteries de cond.	2,0	1,2	12,2	-11,0
Poste satellite Jules A. Brillant - ajout du 3e transformateur	15,1	9,1	17,2	-8,1
Poste satellite de Limoilou - ajout du 3e transformateur	66,8	40,4	10,3	30,1
Poste satellite de Ste-Émélie - ajout du 3e transformateur	19,1	11,5	17,5	-6,0
Poste satellite de St-Lin - ajout du 4e transformateur	32,2	19,4	6,7	12,7
Ligne Boucherville - Du Tremblav - Notre-Dame - modification	0,0	0,0	2,0	-2,0
Poste satellite de Val-Têteau - ajout du 4e transformateur	21,9	13,2	9,2	4,0
Raccordement de clients du Distributeur	44,4	26,5	6,2	20,4
Autres projets < 5 M\$	83,8	50,6	10,6	40,0
Total Charges	480,7	287,8	476,1	-188,3
RESSOURCES				
1er AO éolien 2003-05				
Parc Montagne Sèche (58,5 MW)			0,0	
Travaux communs			0,0	
Sous-total			0,0	
2e AO éolien 2005-03				
Parc Le Plateau (138,6 MW)			0,0	
Parc De l'Érable (100,0 MW)			0,0	
Parc Des Moulins (135,7 MW)			0,2	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			0,1	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			0,4	
Parc Rivière-du-Moulin (350,0 MW)			36,7	
Parc Vent du Kempt (100,0 MW)			0,7	
Parc Seigneurie Beaupré 4 (67,9 MW)			0,2	
Parc Le Plateau 3 (21,2 MW)			0,1	
Parc Mont Rothery (74,0 MW)			20,0	
Parc Témiscouata II (50,0 MW)			4,9	
Renforcement Matapédia			0,0	
Sous-total			63,2	
3e AO éolien 2009-02				
Parc Témiscouata I (23,5 MW)			0,2	
Parc Le Plateau 2 (21,2 MW)			-1,7	
Parc St-Damase (23,5 MW)			2,2	
Parc Viger-Denonville (24,6 MW)			0,0	
Parc Côte de Beaupré (23,5 MW)			5,8	
Parc Frampton (24,0 MW)			7,9	
Parc St-Philémon (24,0 MW)			6,8	
Parc Le Granit (24,6 MW)			-0,2	
Parc La Mitis (24,6 MW)			0,1	
Parc Val Éco (24,0 MW)			0,5	
Renforcement du réseau de la Gaspésie			9,1	
Sous-total			30,6	
Total Ressources			93,8	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		287,8	569,9	-282,1

Année 2016

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste Chomedey à 315-120 kV - augmentation capacité	0,0	0,0	0,6	-0,6
Nouveau poste Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV	0,0	0,0	0,5	-0,5
Renforcement réseau alim. parc industriel de Bécancour	0,0	0,0	0,3	-0,3
Nouvelle ligne 120 kV Chaudière - Saint-Agapit	0,0	0,0	-0,1	0,1
Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figuery	0,0	0,0	3,7	-3,7
Renforcement réseau 120 kV Palmarolle-Rouyn	0,0	0,0	0,0	0,0
Poste Normand à 315-34 kV - ajout 3e transformateur	46,5	27,8	43,9	-16,1
Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	0,0	1,3	-1,3
Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	0,0	0,0	0,2	-0,2
Nouveau poste Baie St-Paul à 315-25 kV	18,7	11,2	23,1	-12,0
Nouveau poste Adamsville à 120-25 kV	83,5	49,9	37,9	12,0
Poste Lachenaie à 315-25 kV - ajout 3e transformateur	63,7	38,1	12,6	25,5
Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame - modification	0,0	0,0	0,3	-0,3
Autres projets < 5 M\$	73,9	44,2	8,1	36,1
Total Charges	286,4	171,1	132,4	38,6
RESSOURCES				
1er AO éolien 2003-05				
Parc Montagne Sèche (58,5 MW)			0,0	
Sous-total			0,0	
2e AO éolien 2005-03				
Parc Le Plateau (138,6 MW)			0,0	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			0,0	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			0,0	
Parc Rivière-du-Moulin (350,0 MW)			2,1	
Parc Vent du Kempt (100,0 MW)			0,0	
Parc Seigneurie Beaupré 4 (67,9 MW)			0,0	
Parc Mont Rothery (74,0 MW)			8,3	
Parc Témiscouata II (50,0 MW)			0,0	
Renforcement Matapédia			0,0	
Renforcement réseau principal			0,5	
Sous-total			10,9	
3e AO éolien 2009-02				
Parc Témiscouata I (23,5 MW)			0,0	
Parc Le Plateau 2 (21,2 MW)			0,0	
Parc St-Damase (23,5 MW)			0,0	
Parc Côte de Beaupré (23,5 MW)			0,0	
Parc Frampton (24,0 MW)			0,0	
Parc St-Philémon (24,0 MW)			0,0	
Parc Le Granit (24,6 MW)			0,0	
Parc La Mitis (24,6 MW)			-0,6	
Parc Pierre-de-Saurel (24,6 MW)			9,4	
Parc Val Éo (24,0 MW)			0,0	
Renforcement du réseau de la Gaspésie			0,2	
Sous-total			9,0	
4e AO éolien 2013-01				
Parc Le Plateau 4 (74,8 MW)			21,7	
Sous-total			21,7	
Gré à gré (Décret 2014-02)				
Parc Rivière-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			68,6	
Excédant versé par HQD			0,0	
Sous-total			68,6	
Total Ressources			110,2	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		171,1	242,6	-71,6

Année 2017

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Nouveau poste Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV	0,0	0,0	0,3	-0,3
Renforcement réseau alim. parc industriel de Bécancour	0,0	0,0	0,0	0,0
Nouvelle ligne 120 kV Chaudière-St-Agapit	0,0	0,0	0,0	0,0
Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figury	0,0	0,0	2,2	-2,2
Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	25,6	-25,6
Nouvelle ligne 120 kV Pierre Le Gardeur - St-Sulpice	0,0	0,0	0,2	-0,2
Reconstruction poste De Lorimier à 315-25 kV	0,0	0,0	0,0	0,0
Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	0,0	0,0	0,2	-0,2
Poste St-Louis - conversion à 120-25 kV	37,0	23,8	12,0	11,7
Nouveau poste St-Jérôme à 120-25 kV	125,8	80,8	74,4	6,4
Nouvelle ligne 120 kV Langlois Vaudreuil-Soulanges	0,0	0,0	31,3	-31,3
Poste Grand-Pré à 120-25 kV - ajout 3e transformateur	10,0	6,4	13,5	-7,0
Poste Adélard-Godbout à 120-25 kV - ajout 3e transform.	52,0	33,4	17,0	16,4
Poste Limbour à 120-25 kV - ajout 3e transformateur	43,3	27,8	10,7	17,1
Poste Gamelin à 120-25 kV - rempl. 8 disjoncteur 25 kV	0,0	0,0	0,0	0,0
Ligne Boucherville-DuTremblay-N-Dame - modification	0,0	0,0	1,4	-1,4
Poste Plouffe à 120-25 kV - ajout 6e transformateur	70,3	45,1	8,7	36,4
Poste Blainville 315-25 kV - ajout 3e transformateur	92,0	59,1	15,1	44,0
Raccordement de clients du Distributeur	8,6	3,7	1,3	2,3
Autres projets < 5 M\$	9,2	5,9	1,4	4,5
Total Charges	448,3	285,9	215,3	70,6
RESSOURCES				
2e AO éolien 2005-03				
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			2,1	
Parc Rivière-du-Moulin (350,0 MW)			0,5	
Parc Vent du Kempt (100,0 MW)			0,0	
Parc Mont Rothery (74,0 MW)			11,6	
Renforcement Matapédia			3,4	
Renforcement réseau principal			0,0	
Sous-total			17,7	
3e AO éolien 2009-02				
Parc St-Damase (23,5 MW)			0,0	
Parc Viger-Denonville (24,6 MW)			0,0	
Parc Côte de Beaupré (23,5 MW)			-0,7	
Parc Frampton (24,0 MW)			0,0	
Parc Pierre-de-Saurel (24,6 MW)			0,0	
Parc Val Éo (24,0 MW)			0,2	
Renforcement du réseau de la Gaspésie			0,0	
Sous-total			-0,4	
4e AO éolien 2013-01				
Parc Le Plateau 4 (74,8 MW)			0,1	
Parc Mont Ste-Marguerite (147,2 MW)			3,5	
Parc Mont Nicolas-Riou (224,3 MW)			9,7	
Renforcement du réseau régional			7,0	
Sous-total			20,3	
Gré à gré (Décret 2014-02)				
Parc Rivère-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			26,9	
Excédant versé par HQD			-5,1	
Sous-total			21,8	
Total Ressources			59,3	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		285,9	274,6	11,3

Année 2018

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Poste Chomedey à 315-120 kV - augmentation capacité	0,0	0,0	-0,3	0,3
Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figury	0,0	0,0	-2,7	2,7
Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	2,0	-2,0
Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	0,0	-0,1	0,1
Reconstruction du poste De Lorimier à 315-25 kV	106,5	67,2	88,9	-21,7
Poste Abitibi à 735-315 kV - remplace. transformateurs	0,0	0,0	0,1	-0,1
Nouveau poste Judith-Jasmin à 735-120-25 kV - section stratégique et lignes*	0,0	0,0	56,8	-56,8
Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	0,0	7,9	-7,9
Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	0,0	24,5	-24,5
Nouveau poste Gracefield à 120-25 kV	7,5	4,7	19,3	-14,6
Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	132,9	79,3	27,9	51,4
Poste Saint-Sauveur à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	21,2	13,4	10,3	3,1
Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	0,0	15,4	-15,4
Poste Saint-Georges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur et rempl. disjoncteurs	21,5	13,6	6,2	7,3
Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame	0,0	0,0	0,2	-0,2
Raccordement de clients du Distributeur	58,0	35,1	15,1	20,0
Autres projets < 5 M\$	42,1	26,5	2,9	23,7
Total Charges	389,7	239,8	274,4	(34,6)
RESSOURCES				
2e AO éolien 2005-03				
Parc De l'Érable (100,0 MW)			0,0	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			0,0	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			0,3	
Parc Rivière-du-Moulin (350,0 MW)			0,2	
Parc Mont Rothery (74,0 MW)			12,9	
Renforcement Matapédia			0,2	
Sous-total			13,5	
3e AO éolien 2009-02				
			-	
4e AO éolien 2013-01				
Parc Le Plateau 4 (74,8 MW)			-0,1	
Parc Mont Ste-Marguerite (147,2 MW)			33,6	
Parc Mont Nicolas-Riou (224,3 MW)			64,2	
Renforcement du réseau régional			0,1	
Sous-total			97,8	
Gré à gré (Décret 2014-02)				
Parc Rivère-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			-0,2	
Sous-total			-0,2	
Total Ressources			111,1	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		239,8	385,6	-145,8

Année 2019

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figuerly	0,0	0,0	-0,4	0,4
Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	0,0	1,5	-1,5
Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	0,1	-0,1
Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	0,0	0,0	0,0	0,0
Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes	0,0	0,0	58,6	-58,6
Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section satellite	120,0	76,1	32,8	43,2
Nouveau poste St-Patrick à 315-25 kV	47,4	30,0	23,9	6,2
Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	0,0	5,8	-5,8
Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	0,0	99,9	-99,9
Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)*	0,0	0,0	26,9	-26,9
Poste Vaudreuil-Soulanges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	65,0	41,2	9,1	32,1
Poste Charlesbourg à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	81,1	51,4	9,6	41,8
Ligne biterne à 120 kV Boulevard-Labelle - Judith-Jasmin - Construction d'un nouveau tronçon d'alimentation	0,0	0,0	0,0	0,0
Poste de Varennes à 230-25 kV - ajout 4e transformateur	70,3	44,6	13,1	31,4
Poste de Saraguay à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	84,0	53,3	13,7	39,6
Poste de Sainte-Croix à 69-25 kV - Remplacement des transformateurs et	9,4	6,0	12,4	-6,5
Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	0,0	0,0	0,0	0,0
Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame	0,0	0,0	0,1	-0,1
Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	0,0	0,8	-0,8
Raccordement de clients du Distributeur	31,0	19,6	4,0	15,5
Réserve pour raccordement de clients du Distributeur	N/D	0,0	0,0	0,0
Autres projets < 5 M\$	0,0	0,0	0,7	-0,7
Total Charges	508,1	322,1	312,8	9,3
RESSOURCES				
2e AO éolien 2005-03				
Parc Seigneurie de Beauré 2 et 3 (271,8 MW)			0,0	
Parc Rivière-du-Moulin (350,0 MW)			0,0	
Parc Mont Rothery (74,0 MW)			0,7	
Renforcement Matapédia			0,0	
Sous-total			0,7	
3e AO éolien 2009-02				
Parc Pierre-de-Saurel (24,6 MW)			0,0	
Parc Val Éo (24,0 MW)			0,0	
Renforcement du réseau principal			492,7	
Sous-total			492,7	
4e AO éolien 2013-01				
Parc Le Plateau 4 (74,8 MW)			0,0	
Parc Mont Ste-Marguerite (147,2 MW)			0,1	
Parc Mont Nicolas-Riou (224,3 MW)			-10,9	
Renforcement du réseau régional			0,0	
Sous-total			-10,8	
Gré à gré (Décret 2014-02)				
Parc Rivère-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			2,6	
Sous-total			2,6	
Total Ressources			485,3	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		322,1	798,0	-476,0

Année 2020

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figuery	0,0	0,0	0,6	-0,6
Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	0,0	0,0
Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	0,0	0,0	0,0
Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	0,0	0,7	-0,7
Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	21,2	-21,2
Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	0,0	0,0	0,0
Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	0,0	-0,2	0,2
Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	0,0	0,2	-0,2
Nouveau poste des Patriotes à 315-25 kV	116,0	77,8	102,0	-24,1
Poste LaPrairie à 315-120 kV - nouvelle section à 25 kV	54,9	36,9	30,1	6,7
Nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV	31,0	20,8	31,2	-10,4
Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet poste***	90,5	60,7	15,1	45,6
Poste Aqueduc à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	38,1	25,5	23,6	2,0
Poste Bourget à 230-25 kV - Ajout de 4 départs à 25 kV	34,3	23,0	5,6	17,4
Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame	0,0	0,0	0,0	0,0
Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	0,0	0,2	-0,2
Raccordement de clients du Distributeur	166,5	103,8	17,8	86,0
Autres projets < 5 M\$	28,7	19,2	7,2	12,0
Total Charges	559,9	367,8	255,1	112,6
RESSOURCES				
2e AO éolien 2005-03				
Parc Mont Rothery (74,0 MW)			0,1	
			0,1	
3e AO éolien 2009-02				
Parc Val Éo (24,0 MW)			1,7	
Renforcement du réseau de la Gaspésie			2,6	
			4,3	
4e AO éolien 2013-01				
			-	
Gré à gré (Décret 2014-02)				
Parc Rivière-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			-	
Total Ressources			4,4	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		367,8	259,5	108,2

Année 2021 (données prévisionnelles)

Projet confirmé	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	2,3	-2,3
Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	0,0	3,5	-3,5
Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	1,7	-1,7
Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	0,0	0,0	0,0
Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	0,0	2,2	-2,2
Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	0,0	0,3	-0,3
Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne***	0,0	0,0	6,2	-6,2
Poste de Baie-d'Urfé - Ajout d'un 4e transformateur à 120-25 kV	49,2	33,0	15,1	17,9
Poste de Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et d'automatismes	7,8	5,2	2,2	3,0
Poste de Léry - ajout du 3e transformateur à 315-120 kV	0,0	0,0	0,4	-0,4
Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame	0,0	0,0	0,1	-0,1
Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	32,0	21,5	20,6	0,9
Poste d'Acton - Remplacement d'appareillage électrique et de systèmes de commande et protection - ajout d'un disjoncteur	11,1	7,5	0,4	7,1
Raccordement de clients du Distributeur	21,7	14,6	7,0	7,5
Autres projets < 5 M\$	21,7	14,6	3,1	11,5
Total Charges	143,6	96,4	65,2	31,1
RESSOURCES				
2e AO éolien 2005-03				
Parc De l'Érable (100,0 MW)			0,1	
Sous-total			0,1	
3e AO éolien 2009-02				
Parc Val Éo (24,0 MW)			4,9	
Parc Des Cultures (25,2 MW)			4,5	
Renforcement réseau principal			1,5	
Sous-total			10,9	
4e AO éolien 2013-01				
Gré à gré (Décret 2014-02)				
Parc Rivière-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			-	
Total Ressources			11,0	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		96,4	76,2	20,2

Année 2022 (données prévisionnelles)

Projet confirmé	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGE LOCALE				
Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	0,0	0,1	-0,1
Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	0,3	-0,3
Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	0,0	0,6	-0,6
Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	0,0	2,1	-2,1
Conversion de l'Axe Saraguay-Aqueduc - Volet lignes et postes sources	0,0	0,0	2,6	-2,6
Poste Bout-de-l'île – reconstruction du jeu de barre à 315 kV	0,0	0,0	5,9	-5,9
Construction du nouveau poste de Saint-Agapit à 120-25 kV	5,2	3,5	19,1	-15,6
Conversion de l'Axe Saraguay-Aqueduc - Volet modifications au poste Rockfield	24,4	16,4	5,7	10,7
Conversion de l'Axe Saraguay-Aqueduc - Volet remplacement d'équipements au poste Hampstead	10,0	6,7	12,8	-6,1
Poste de Saint-Bruno-de-Montarville - Ajout d'un 3e transformateur à 315-25 kV	70,7	47,4	13,9	33,5
Poste de St-Polycarpe à 120-25 kV - Reconstruction et augmentation de capacité	13,0	8,7	2,7	6,0
Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne**	0,0	0,0	0,2	-0,2
Réseau Chaudière 69 kV – Conversion des lignes à 120 kV	0,0	0,0	7,0	-7,0
Poste Sainte-Germaine à 120-25 kV – Ajout d'un système de stockage d'énergie	2,3	1,5	7,1	-5,6
Poste de Saraguay – Raccordement du circuit 3049 au poste Saraguay et remplacement de deux disjoncteurs à 315 k	0,0	0,0	3,1	-3,1
Raccordement de clients du Distributeur	232,0	155,7	10,5	145,1
Total	357,6	239,9	93,7	146,3
RESSOURCES				
2e AO éolien 2005-03			-	
3e AO éolien 2009-02			-	
4e AO éolien 2013-01			-	
Gré à gré (Décret 2014-02) Parc Rivière-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			-	
Total Ressources			-	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES		239,9	93,7	146,3

Projets d'intégration de parcs éoliens – Cumulatif 2006 à 2022

RESSOURCES	Coûts réels et prévisionnels	Contributions	Solde
	en M\$	en M\$	en M\$
1er AO éolien, D-2007-141	433	(27)	407
2e AO éolien 2005-03, D-2010-165, D-2011-166 (phase 2)	644		644
3e AO éolien 2009-02, D-2014-045, D-2014-045 (motifs)	596		596
4e AO éolien 2013-01, D-2017-025	129		129
Gré à gré (Décret 2014-02), D-2015-119	98	(5)	93
TOTAL	1 902	(32)	1 869

Annexe 2

Coûts réels du réseau collecteur des projets nos 217R et 218R en suivi de la décision D-2020-063

1 Les coûts réels, en suivi de la décision D-2020-063⁴⁴, relativement à la construction des
2 réseaux collecteurs des centrales photovoltaïques associées aux projets 217R et 218R⁴⁵,
3 s'établissent comme suit :

- 4 • Projet 217R : 316 622 \$;
- 5 • Projet 218R : 846 607 \$.

6 Les montants finaux seront traités selon les paramètres établis aux ententes de raccordement
7 de chaque centrale et en vertu des *Tarifs et conditions* en vigueur au moment de la signature
8 des ententes de raccordement.

⁴⁴ Décision D-2020-063, [par. 88](#), R-4096-2019 – Phase 1.

⁴⁵ Puissance installée respective de 1,5 MW et de 8,0 MW.

Annexe 3

**Réponse à question de la Régie relative à
l'admissibilité d'une installation de production
d'un autoproducteur raccordée au réseau
de distribution à un remboursement en vertu
des *Tarifs et conditions* en suivi de la
décision D-2020-063**

1 Aux paragraphes 90 et 91 de la décision D-2020-063⁴⁶, la Régie mentionne ce qui suit :

2 « [90] Par ailleurs, en ce qui a trait au raccordement d'un autoproducteur au réseau de
3 distribution, la Régie a posé certaines questions au Transporteur dans sa lettre transmise le
4 10 février 2020, en vue d'obtenir des précisions lors de l'audience⁴⁸. Lors de l'audience,
5 le Transporteur a fourni certaines explications, en précisant cependant qu'il n'avait pas été
6 en mesure d'approfondir les questions soumises par la Régie dans le délai octroyé et qu'il
7 ne pouvait donc pas fournir une réponse complète à cet égard⁴⁹. Le questionnement de la
8 Régie a, par ailleurs, été précisé lors de l'audience⁵⁰.

9 [91] La Régie demande au Transporteur de déposer, dans le cadre du prochain dossier
10 tarifaire, une réponse complète à l'égard de la question 2 qu'elle a soulevée dans sa lettre
11 du 10 février 2020, en précisant, plus particulièrement :

- 12 • si l'installation de production d'un autoproducteur raccordée au réseau de
13 distribution peut être qualifiée de site de production au sens de la Loi;
- 14 • dans l'affirmative, si les installations de raccordement entre le site d'un
15 autoproducteur et le réseau de distribution pourraient faire l'objet d'un
16 remboursement en vertu des Tarifs et conditions. » [notes de bas de page omises]

17 Le Transporteur mentionne ce qui suit en réponse à la Régie.

18 Comme le rappelle la Régie dans sa lettre du 10 février 2020⁴⁷, le réseau de transport
19 d'électricité est défini à l'article 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») comme suit :

20 « [...] réseau de transport d'électricité : l'ensemble des installations destinées à transporter
21 l'électricité, y compris les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de
22 production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus, les postes de transport
23 et de transformation ainsi que toute autre installation de raccordement entre les sites de
24 production et le réseau de distribution; [...] »

25 Dans le contexte de la Loi, l'expression « site de production » sert à délimiter le réseau
26 de transport d'électricité. Cette expression ne se retrouve qu'aux définitions de réseau
27 de transport d'électricité prévue à la Loi et à la définition de réseau de transport prévue aux
28 *Tarifs et conditions*.⁴⁸

⁴⁶ R-4096-2019 – Phase 1, D-2020-063, [p. 24](#).

⁴⁷ R-4096-2019 – Phase 1, [A-0049](#).

⁴⁸ Voir à cet effet l'article 1.49 des *Tarifs et conditions*.

1 Aux fins d'établir une relation entre un site de production et le remboursement du poste de
2 départ en vertu de la *Politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport*
3 (la « Politique d'ajouts »), telle que définie à l'appendice J des *Tarifs et conditions*, il faut plutôt
4 référer à l'article 12A.2 qui en en précise les prérequis :

5 « **12A.2 Achat de services point à point ou remboursement** : Lors de la signature de
6 *l'Entente de raccordement*, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau
7 prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus,
8 le propriétaire de la centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction
9 du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants : »

10 • ii) « *Un engagement d'achat de services de transport ferme ou non ferme de*
11 *point à point de type "take or pay" doit être signé pour un montant au moins*
12 *égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur, moins tout*
13 *montant remboursé au Transporteur, pour assurer le raccordement de la*
14 *centrale. »*

15 OU

16 • iii) « *Un montant égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le*
17 *Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale doit être remboursé*
18 *au Transporteur. »*

19 OU

20 • « *Le propriétaire de la centrale n'est tenu de fournir aucun des engagements*
21 *indiqués ci-dessus pour toute production retenue par le Distributeur lors d'un*
22 *appel d'offres ou en vertu d'une dispense d'appel d'offres, et que le Distributeur*
23 *a désigné conformément à l'article 38 des présentes »*

24 Ainsi, lorsqu'un site de production raccordé au réseau de distribution génère de nouveaux
25 revenus de service de transport, ou qu'il fait l'objet d'un contrat d'approvisionnement le
26 qualifiant comme ressource désignée du Distributeur, le Transporteur est d'avis que le titulaire
27 de cette installation est admissible à un remboursement de son poste comme le prévoit
28 l'appendice J des *Tarifs et conditions*. Ceci est conforme à la Politique d'ajouts et au principe
29 de neutralité tarifaire.

1 Par ailleurs, bien qu'il existe des installations d'autoproduction raccordées au réseau
2 de distribution, celles-ci sont plutôt encadrées par les options offertes par le Distributeur
3 à sa clientèle (par exemple les options de mesurage net ou d'autoproduction sans
4 compensation⁴⁹). Ces autoproducteurs ne sont pas identifiés comme des ressources
5 désignées par le Distributeur pour alimenter les besoins de la charge locale et le Transporteur
6 n'en tire aucun revenu additionnel qui lui permettrait de rembourser le poste de départ de
7 l'installation visée.

8 En conclusion, le Transporteur se réfère plutôt aux conditions établies à l'article 12A.2 et à
9 l'appendice J des *Tarifs et conditions* quant aux prérequis nécessaires à l'admissibilité
10 d'un site de production à un remboursement de poste de départ, dans le respect de la
11 Politique d'ajouts et du principe de neutralité tarifaire qui le gouverne.

⁴⁹ Voir à cet effet les modalités des options de Mesurage net pour autoproducteurs et d'Autoproduction sans compensation offertes à la clientèle résidentielle et d'affaires sur la [page internet dédiée à l'autoproduction du site internet du Distributeur](#).