

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À LA CONSTRUCTION DU NOUVEAU POSTE DES
IRLANDAIS ET DE SES LIGNES D'ALIMENTATION**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 17;
 - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 19;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 23 et 24.

Préambule :

- (i) Le Transporteur présente la solution 1 incluant la reconstruction de la ligne 120 kV.

« Le scénario 1 consiste à accroître la capacité de l'architecture actuelle à 120 kV. Pour ce faire, il faudrait reconstruire la ligne aérienne datant de 1950 reliant le poste de La Prairie au poste Viger longue d'une quinzaine de kilomètres, incluant la traversée du fleuve Saint-Laurent, et procéder au remplacement des lignes souterraines reliant les postes Viger et Central-2 (L1194/L1278). Le scénario comprend également l'addition du quatrième transformateur de puissance à 120-25 kV de 47 MVA au poste Adélarde-Godbout, le remplacement des sectionneurs à 120 kV et l'addition de départs de ligne à 25 kV ». [nous soulignons]

- (ii) Le tableau 5 présente la comparaison économique des coûts du réseau de transport pour les 3 solutions.

**Tableau 5
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2019)**

	Solution 1 Accroître la capacité de l'architecture actuelle à 120 kV	Solution 2 Construction d'un nouveau poste satellite à 315-25 kV	Solution 3 Construction d'un nouveau poste source à 315-120 kV
• Investissements	114 701	110 068	136 133
• Valeurs résiduelles	(9 840)	(8 992)	(7 580)
• Taxes	7 812	7 585	9 001
• Pertes électriques	20 779	11 114	-
Coûts globaux actualisés	133 453	119 776	137 553

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

- (iii) *« L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet tient compte des coûts de celui-ci, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation. »*

Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période de 40 ans sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par le Projet ».

[nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir la durée de vie utile des deux lignes 120 kV existantes L1194 et L1278 mentionnées à la référence (i).
- 1.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les coûts concernant les solutions 2 et 3 présentées au tableau 5 (référence (ii)) n'incluent pas les coûts de remplacement ou de mise à niveau des 2 lignes 120 kV L1194 et L1278. Veuillez élaborer.
- 1.3 Considérant la durée de vie moyenne des investissements de 40 ans (référence (iii)), veuillez préciser les étapes à venir pour assurer l'alimentation de la zone visée, incluant notamment l'utilisation du poste Central-2 et du poste Adélar-Godbout.

- 2. Référence :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 11.
 - (ii) Décision [D-2012-012](#), p.16

Préambule :

(i) « *Le poste Guy à 315-25 kV est alimenté à partir de trois lignes souterraines raccordées au poste de sectionnement Viger à 315 kV. Le poste Guy est à sa configuration ultime avec quatre transformateurs de 140 MVA chacun. La CLT est de 532 MVA à -20°C et de 375 MVA à 30°C. Cependant des contraintes sur le réseau de distribution limitent la capacité d'alimentation de ce poste à 500 MVA pour l'hiver* ».

(ii) « *[56] Les autres investissements de cette catégorie visent la réalisation de projets de recherche et de développement, l'amélioration de la durabilité et de la fiabilité des équipements et l'amélioration de la qualité de l'onde. Les principaux projets relatifs à la durabilité des équipements ont trait à l'installation d'outils de surveillance des niveaux d'huile et de gaz dissous dans les transformateurs 735 kV et 315 kV ciblés ainsi qu'une connexion au réseau de communication pour la transmission des données à distance.* »

Demandes :

- 2.1 Veuillez préciser si les transformateurs du poste Guy 315-25 kV font partie des équipements surveillés, tel que mentionné en référence (ii).
- 2.2 La capacité limite de transformation (CLT) du poste Guy étant de 375 MVA à 30°C et sachant que cette valeur est établie pour (n-1) transformateurs du poste, on en déduit que cela limite

à 125 MVA la capacité de chacun des transformateurs, soit 89 % de leur capacité nominale. Veuillez confirmer ou élaborer, le cas échéant.

- 2.3 Veuillez élaborer sur les niveaux de gaz dissous dans l'huile des 4 transformateurs du poste Guy observés par le Transporteur, par un moyen ou par un autre, et sur leur impact sur la CLT du poste Guy.
- 2.4 Veuillez fournir les autres contraintes du réseau de distribution qui limitent la capacité d'alimentation du poste Guy 315-25 kV à 500 MVA pour l'hiver.

3. Référence : Pièce [B-0004](#), p. 15 et 16.

Préambule :

(i) « Les travaux réalisés en Maintien et amélioration de la qualité de service sont liés à la construction du quartier général d'une valeur de 6,1 M\$ qui va permettre de desservir l'ensemble des postes du centre-ville de Montréal. Le réseau routier montréalais est de plus en plus sollicité rendant les déplacements sur l'île plus longs et variables dans le temps, ce qui affecte le temps de déplacement des équipes sur place et diminue l'attrait des emplois sur l'Île. L'emplacement stratégique du quartier général permettra d'augmenter la disponibilité des employés de maintenance et réduira leur temps de transport et les délais d'intervention améliorant ainsi la qualité du service de transport d'électricité. Il sera également possible d'ajouter plus rapidement des ressources ponctuelles afin de pallier un surplus de travail ou un manque d'employé sur l'île en utilisant ce quartier général. De plus, la localisation géographique du poste des Irlandais à proximité du REM permettra un accès rapide pour les travailleurs demeurant en périphérie, favorisant ainsi le maintien d'un plus grand nombre d'employés de maintenance sur l'Île de Montréal ». [nous soulignons]

Demandes :

- 3.1 Veuillez fournir la valeur des économies annuelles reliées au temps de transport des employés de maintenance.
- 3.2 Veuillez quantifier l'amélioration de la qualité de service en clients heures interrompues (CHI annuels).

4. Références : (i) Dossier R-4112-2019, pièce [B-0019](#), p. 6;
(ii) Pièce [B-0018](#), p. 5;
(iii) Pièce [B-0018](#), p. 4 et 5.

Préambule :

(i) Le Transporteur indique l'équation polynomiale utilisée pour évaluer les pertes électriques :

$$F_U = \frac{\text{Énergie transitée (estimation)}}{\text{Énergie maximale théorique}}$$

Un F_U de 0,9 correspond à un facteur de perte (F_P) de 0,819 obtenu avec l'équation polynomiale.

$$F_P = 0,9 \times F_U^2 + 0,1 \times F_U$$

(ii) « *Les valeurs différentielles de pertes électriques sur le réseau du Distributeur ne sont pas évaluées par rapport à l'ensemble des pertes, mais sont obtenues en considérant l'écart des pertes électriques par rapport à la longueur de câbles de chaque solution. Les valeurs des pertes en puissance sont ainsi calculées en considérant la valeur de résistance en fonction des écarts entre les longueurs de câbles et le nombre de câbles et du courant au carré et la tension d'alimentation (12 kV ou 25 kV). Les pertes en puissance sont de 175,4 kW.*

La valeur en énergie est obtenue en considérant un facteur de pertes de 49 %³ et correspond à 752,8 MWh sur une base annuelle ». [nous soulignons]

(iii) « La méthodologie considérée pour l'évaluation des pertes électriques du Transporteur consiste à calculer les pertes différentielles entre la solution de référence générant le moins de pertes sur le réseau et les deux autres solutions, et ce, à partir des résultats obtenus en écoulement de puissance. Dans les trois solutions, le niveau de la charge totale du réseau est le même.

[...] Les pertes électriques en énergie annuelles (8 760 heures) ont été estimées en considérant un facteur de pertes de 25 % ». [nous soulignons]

Demandes :

- 4.1 Veuillez préciser que l'équation polynomiale indiquée à la référence (i) a été utilisée pour estimer les pertes électriques annuelles pour le réseau de distribution (référence (ii)) et le réseau de transport (référence(iii)). Sinon, veuillez justifier.
- 4.2 Veuillez confirmer que le facteur de pertes de 49 % pour le réseau de distribution (référence (ii)) a été établi à partir d'une valeur de facteur d'utilisation de 68,5 %. Sinon, veuillez élaborer.
- 4.3 Veuillez confirmer que le facteur de pertes de 25 % pour le réseau de transport (référence (iii)) a été établi à partir d'une valeur de facteur d'utilisation de 47,5 %. Sinon, veuillez élaborer.
- 4.4 Veuillez commenter la différence des valeurs des facteurs d'utilisation pour le réseau de distribution et le réseau de transport.

5. Références : (i) Pièce [B-0018](#), p. 3;
(ii) Pièce [B-0004](#), p. 11;
(iii) Pièce [B-0004](#), p. 25.

Préambule :

(i) « Dans sa lettre du 24 février 2020, la Régie demande de déposer un complément de preuve contenant « l'information émanant du Distributeur concernant la prévision de la demande, la présentation ventilée des coûts du Distributeur pour chacune des solutions présentées au Tableau 5 de la pièce B-0004, leur inclusion dans l'analyse économique, ainsi qu'une brève description des avantages et inconvénients de chacune des solutions pour le Distributeur.

[...]

La prévision de la demande émanant du Distributeur est présentée aux tableaux 2 et 3. La prévision de la demande pour la solution 2 qui tient compte des transferts prévus en fonction du nouveau poste des Irlandais est présentée au tableau 8 ».

- (ii)

Tableau 2
Prévisions des postes et lignes à 120 kV de la zone visée - Période 2019-2034 (MVA)

Postes/ligne	Capacité (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Central-2, 120-12 kV	185	108	111	115	113	114	115	116	116	117	118	119	120	121	122	123
Adélar-Godbout, 120-25 kV	130	46	63	67	75	84	85	87	92	97	102	107	112	117	118	120
Ligne 120 kV	225*	154	173	182	188	197	200	202	209	215	220	226	232	237	240	243
Zone grisée et valeur en rouge :		Année pour laquelle la capacité thermique de la ligne est dépassée														

Postes/ligne	Capacité (MVA)	Charge en pointe estivale (MVA)														
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Central-2, 120-12 kV	130	117	120	125	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134
Adélar-Godbout, 120-25 kV	98	50	67	71	80	89	90	92	98	103	108	113	118	124	125	127
Ligne 120 kV	200*	167	187	196	202	213	215	218	225	231	237	243	249	255	258	261
Zone grisée et valeur en rouge		Année pour laquelle la CLT du poste est dépassée ou la capacité thermique de la ligne est dépassée														

* Valeur correspondante à la capacité thermique d'une ligne 120 kV
Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

Tableau 3
Prévisions du poste Guy à 315-25 kV - Période 2019-2034 (MVA)

Postes	CLT (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Guy, 315-25 kV	532	415	432	441	454	460	462	465	467	469	471	473	475	477	479	481
Postes	CLT (MVA)	Charge en pointe estivale (MVA)														
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Guy, 315-25 kV	375	334	340	344	345	348	350	351	352	353	354	355	356	357	358	360

Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

(iii)

Tableau 8
Prévisions de charge de la zone visée, incluant le poste des Irlandais (MVA)

Poste	CLT (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Central-2	185*	117	119	119	119	108	98	94	94	94	94	94	95	95	95	95
Adélar-Gobout	130*	46	63	67	75	84	85	87	88	90	92	93	95	97	98	100
Guy	532	415	432	441	454	460	462	465	467	469	471	473	475	477	479	481
Des Irlandais	190	0	0	0	0	12	23	27	33	37	41	45	50	54	54	54

Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

* Comme mentionné à la section 2.2, la somme des charges alimentées par les postes Central-2 et Adélar-Gobout ne doit pas excéder la capacité des lignes à 120 kV les alimentant (225 MVA en hiver et 200 MVA en été).

Demandses :

- 5.1 Veuillez expliquer pourquoi les charges en pointe hivernale à la référence (iii), pour le poste Central-2, diffèrent des charges en pointe hivernale de la référence (ii) pour la période 2019-2020 à 2022-2023.
- 5.2 Veuillez expliquer la différence d'environ 6 MVA, que l'on retrouve sur l'ensemble de l'horizon jusqu'en 2033-2034, entre la somme des charges en pointe hivernale des postes des tableaux 2 et 3, et la somme des charges en pointe hivernale du tableau 8.
- 5.3 Veuillez décrire les projets et développements en cours et prévus dans la zone du poste Adélar-Godbout expliquant les hausses de charge du tableau 2 de 17 MVA en 2020-2021, ainsi que de 8 MVA et 9 MVA en 2022-2023 et en 2023-2024.
- 5.4 Veuillez décrire les projets et développements en cours et prévus dans la zone du poste Guy expliquant les hausses de charge du tableau 3 de 17 MVA en 2020-2021, ainsi que de 9 MVA, 13 MVA et 6 MVA pour les 3 années subséquentes.

6. **Références :**
 - (i) Pièce [B-0004](#), p. 25;
 - (ii) Pièce [B-0018](#), p. 3;
 - (iii) [Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de Distribution](#), édition du 1^{er} avril 2019, p. 70 et 71.

Préambule :

(i)

Tableau 8
Prévisions de charge de la zone visée, incluant le poste des Irlandais (MVA)

Poste	CLT (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Central-2	185*	117	119	119	119	108	98	94	94	94	94	94	95	95	95	95
Adélard-Gobout	130*	46	63	67	75	84	85	87	88	90	92	93	95	97	98	100
Guy	532	415	432	441	454	460	462	465	467	469	471	473	475	477	479	481
Des Irlandais	190	0	0	0	0	12	23	27	33	37	41	45	50	54	54	54

Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

* Comme mentionné à la section 2.2., la somme des charges alimentées par les postes Central-2 et Adélard-Gobout ne doit pas excéder la capacité des lignes à 120 kV les alimentant (225 MVA en hiver et 200 MVA en été).

(ii) « Les investissements en distribution prévus pour la solution 2 comprennent les travaux nécessaires aux transferts de charge vers le poste des Irlandais 315-25 kV en provenance du poste Central-2 ».

(iii)

16.2.3 Conversion de la tension de la ligne d'alimentation à 25 kV

Si l'alimentation de votre *installation électrique* est à une tension autre que 25 kV et qu'Hydro-Québec, comme le prévoit l'article 16.2.2, décide de convertir cette alimentation à 25 kV, les modalités suivantes s'appliquent :

Préavis	Hydro-Québec doit vous informer <i>par écrit</i> au moins 24 mois avant la date prévue de la conversion de tension. Vous avez alors le choix de modifier le <i>poste client</i> ou de recevoir l'électricité en <i>basse tension</i> .
Maintien de la moyenne tension	Si, après avoir reçu l'avis de conversion, vous optez pour le maintien de l'alimentation en <i>moyenne tension</i> , vous devez effectuer tout ajout, modification ou remplacement nécessaire pour que le <i>poste client</i> puisse recevoir l'électricité à la tension 25 kV.
Coûts	Quelle que soit l'option que vous choisissiez, vous assumez le coût des ajouts, modifications et remplacements requis relativement à votre <i>installation électrique</i> .
Compensations	Des compensations sont prévues à l'annexe III. Hydro-Québec vous informe <i>par écrit</i> des montants auxquels vous avez droit. À votre demande, ces compensations vous sont versées au moment prévu à l'annexe III, ou encore lorsque votre <i>installation électrique</i> est en mesure d'être alimentée à la nouvelle tension exigée. Si, après avoir reçu l'avis de conversion, vous optez pour une alimentation en <i>basse tension</i> , seules les compensations prévues aux paragraphes d) et e) de l'annexe III sont versées, à votre demande, lorsque votre <i>installation électrique</i> est en mesure d'être alimentée en <i>basse tension</i> .

Demandes :

- 6.1 Veuillez préciser la nature des travaux nécessaires (référence (ii)) et chiffrer les investissements en distribution inclus dans l'analyse économique relatifs aux transferts de charge constatés à la référence (i) vers le poste des Irlandais en provenance du poste Central-2.
- 6.2 Veuillez préciser le nombre de clients touchés par ces transferts de 12 kV à 25 kV et confirmer que tous les autres coûts, outre ceux mentionnés à la réponse à la question précédente, seront assumés par les clients touchés, tel qu'indiqué à la référence (iii). Sinon veuillez expliquer.

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 18;
 - (ii) Pièce [B-0018](#), p. 4;
 - (iii) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0124](#), p. 5.

Préambule :

- (i) « 4.4 Estimation des coûts des solutions envisagées

Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse économique a été réalisée sur une période de 44 ans d'après les hypothèses suivantes :

- *taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,281 %;*
- *taux d'inflation générale de 2,0 % ».*

- (ii)

Tableau 1
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2019)

	Solution 1	Solution 2	Solution 3
	Accroître la capacité de l'architecture actuelle à 120 kV	Construction d'un nouveau poste satellite à 315-25 kV	Construction d'un nouveau poste source à 315-120 kV
HQT			
Investissements	114 701	110 068	136 133
Valeurs résiduelles	(9 840)	(8 992)	(7 580)
Taxes	7 812	7 585	9 001
Pertes électriques	20 779	11 114	-
CGA HQT	133 453	119 776	137 553
HQD			
Investissements	2 464	3 423	2 464
Valeurs résiduelles	(207)	(286)	(207)
Taxes	112	213	112
Pertes électriques	1 170	-	1 170
CGA HQD	3 443	3 349	3 443
Total - Coûts globaux actualisés	136 896	123 125	140 996

(iii) « Selon la mise à jour de décembre 2019, le coût moyen de la dette du Transporteur s'établit à 6,174 % et le taux de rendement de la base de tarification à 6,782 %. Le coût du capital prospectif est révisé à 4,616 % ».

Demande :

7.1 Veuillez déposer une mise à jour du Tableau 1 de la référence (ii) en utilisant le taux d'actualisation de 4,616 % de la référence (iii).