

**PREUVE ADDITIONNELLE SUR
LE SERVICE DE BASE EN SOUTERRAIN ET
EN AÉRIEN ARRIÈRE-LOT**

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. SERVICE DE BASE EN SOUTERRAIN	7
2.1. Évaluation des scénarios	7
2.1.1. Critère de DEM en vigueur au 1 ^{er} avril 2018.....	7
2.1.2. Proposition de l'APCHQ.....	9
2.1.3. Scénarios intermédiaires.....	10
2.2. Impact tarifaire des scénarios demandés dans la décision D-2017-072	11
2.2.1. Caractérisation du territoire par DEM	11
2.2.2. Établissement du coût unitaire associé à la puissance installée par strate de densité électrique.....	13
2.2.3. Calcul des investissements additionnels requis	14
2.2.4. Calcul de l'impact tarifaire.....	15
2.3. Approche par projet immobilier	17
2.3.1. Impact tarifaire du scénario basé sur l'approche d'un projet immobilier.....	19
2.4. Commentaires concernant certains éléments soulevés lors de la phase 1	20
2.4.1. Objectif des modalités en matière de service de base en souterrain	20
2.4.2. Programmes en vigueur.....	21
2.4.3. Développement durable	21
2.4.4. Projets immobiliers dans les aires TOD.....	22
3. SERVICE DE BASE EN ARRIÈRE-LOT	22
3.1. Entretien, modification et remplacement d'un réseau aérien en arrière-lot	23
3.2. Impact tarifaire du prolongement d'une ligne de distribution aérienne en arrière-lot sans frais	24
4. FONDEMENTS DE L'APPLICATION DES CONDITIONS DE SERVICE	25
4.1. Principaux principes à la base des conditions de service	25
4.1.1. Équité	25
4.1.2. Utilisateur-payeur.....	26
4.1.3. Neutralité tarifaire.....	27
4.2. Impact de la réglementation municipale sur la conception de réseau	28
5. PROPOSITIONS DU DISTRIBUTEUR.....	29

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Scénarios intermédiaires analysés à la demande de la Régie.....	10
Tableau 2 : Superficies des zones existantes admissibles au service de base selon les différents critères de DEM.....	12
Tableau 3 : Puissances apparentes projetées par strate de densité électrique.....	13
Tableau 4 : Coûts unitaires associés à la puissance apparente par strate de densité électrique.....	14
Tableau 5 : Investissements additionnels requis associés à la réduction du critère de DEM par année	15
Tableau 6 : Impact annuel sur le revenu requis selon les différents critères de DEM (M\$) ...	16
Tableau 7 : Impact tarifaire à terme selon les différents critères de DEM.....	16
Tableau 8 : Investissements additionnels requis par année, avec et sans le coût des ouvrages civils, associés à un critère de DEM de 22 MVA par km ² sur une distance d'1 km	18
Tableau 9 : Analyse de la contribution du client selon les options 1 et 2	19
Tableau 10 : Nombre de demandes de prolongement de ligne de distribution aérienne en arrière-lot et montant des contributions perçues.....	24

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Représentation graphique des zones admissibles au service de base en souterrain pour la région de Montréal au 1 ^{er} avril 2018	8
Figure 2 : Exemple de projet admissible au service de base en souterrain avec un critère de DEM d'au moins 6 MVA par km sur une distance minimale de 2 km de réseau ...	9
Figure 3 : Représentation graphique de la proposition de l'APCHQ pour la région de Montréal	10
Figure A-1 : Représentation des zones admissibles dans la région de Montréal avec un critère de DEM d'au moins 60 MVA par km ² sur une distance minimale de 2 km de réseau	35
Figure A-2 : Représentation des zones admissibles dans la région de Montréal avec un critère de DEM d'au moins 50 MVA par km ² sur une distance minimale de 2 km de réseau	35
Figure A-3 : Représentation des zones admissibles dans la région de Montréal avec un critère de DEM d'au moins 40 MVA par km ² sur une distance minimale de 2 km de réseau	36
Figure A-4 : Représentation des zones admissibles dans la région de Montréal avec un critère de DEM d'au moins 22 MVA par km ² sur une distance minimale de 2 km de réseau	36

1. CONTEXTE

1 Le Distributeur présente une preuve additionnelle relative au service de base en souterrain
2 pour le prolongement et la modification de réseau et au prolongement d'une ligne de
3 distribution aérienne en arrière-lot. Il demande à la Régie d'approuver ses propositions qui
4 sont décrites dans le présent document.

5 Dans sa décision D-2014-160¹, la Régie demande au Distributeur de mettre sur pied un
6 groupe de travail multipartite² (Groupe de travail) pour examiner l'offre de référence en
7 matière de distribution d'électricité lors de modifications ou de prolongements de réseau.
8 Entre le 26 octobre 2014 et le 25 juin 2016, six rencontres ont été tenues avec la volonté de
9 clarifier l'offre de référence et d'identifier les critères permettant de la moderniser.

10 Le 2 mars 2016, le Distributeur soumet une demande relative à la modification des
11 *Conditions de service* (CS) et des frais afférents dans laquelle il dépose le rapport final du
12 Groupe de travail. Il expose dans sa preuve les conclusions en matière de service de base
13 en souterrain et de prolongement de ligne de distribution aérienne en arrière-lot. Le 6 octobre
14 2016, à la suite de six ateliers de travail tenus avec les intervenants et les représentants de
15 la Régie au printemps et des commentaires reçus relativement à ses propositions initiales, le
16 Distributeur révisé et précise sa preuve.

17 En ce qui concerne le service de base en souterrain pour le prolongement et la modification
18 de réseau, dans sa décision D-2017-118³, la Régie approuve les critères de densité
19 électrique minimale (DEM) de 6,0 MVA/km sur une distance minimale de 2 km de réseau⁴,
20 comme proposés par le Distributeur, en soulignant qu'il s'agit d'une avancée. Bien qu'elle
21 constate que les intervenants sont globalement favorables à son application, la Régie note
22 qu'il y a des divergences d'opinions quant à l'étendue de la densité électrique. Par ailleurs,
23 dans sa décision D-2017-072⁵, la Régie juge, qu'en maintenant de façon absolue le principe
24 de neutralité tarifaire, le Distributeur n'a pas respecté l'esprit de sa demande visant à revoir
25 l'offre de référence, exprimée dans sa décision D-2014-160. La Régie ajoute que la preuve
26 au dossier ne lui permet pas de rendre une décision éclairée. Dans sa décision D-2017-118,
27 elle spécifie que les critères de DEM pourront être élargis, le cas échéant, à la suite de
28 l'examen de la phase 2.

¹ Décision D-2014-160, paragraphe 54.

² Le groupe de travail multipartite se compose des représentants de : l'Association de la construction du Québec (ACQ), l'Association professionnels de la construction et de l'habitation du Québec (APCHQ), la Fédération québécoise des municipalités (FQM), Hydro-Québec Distribution, l'Ordre des urbanistes du Québec (OUQ) et l'Union des municipalités du Québec (UMQ).

³ Décision D-2017-118, paragraphes 429 et 430.

⁴ CS en vigueur le 1^{er} avril 2018, chapitre 21.

⁵ Décision D-2017-072, paragraphes 37 et 38.

⁶ Décision D-2017-118, paragraphes 428 et 429.

1 Dans sa décision D-2017-072, la Régie demande au Distributeur de déposer une preuve
2 additionnelle⁷ sur :

- 3 • l'impact tarifaire de la proposition de l'APCHQ de 40 logements par hectare sur une
4 distance minimale d'1 km ;
- 5 • l'impact tarifaire de trois scénarios intermédiaires entre la proposition du Distributeur
6 et celle de l'APCHQ ;
- 7 • tout autre élément de preuve jugé pertinent par le Distributeur.

8 Afin de réaliser ce travail, la Régie demande au Distributeur de consulter les membres du
9 Groupe de travail, notamment sur la teneur des scénarios intermédiaires.

10 En ce qui concerne le prolongement de ligne de distribution aérienne en arrière-lot, dans sa
11 décision D-2017-118⁸, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur car elle juge
12 qu'elle entraîne des conséquences importantes sur le droit de propriété et qu'elle est
13 déraisonnable à cet égard. La Régie juge notamment que la proposition est déraisonnable
14 quant au but recherché de permettre à un promoteur de bénéficier d'un coût moindre pour le
15 prolongement d'une ligne de distribution aérienne en arrière-lot.

16 Elle demande au Distributeur de déposer une preuve additionnelle sur :

- 17 • l'impact tarifaire d'un service de base de prolongement d'une ligne de distribution
18 aérienne en arrière-lot ayant comme critère d'application l'exigence d'une servitude
19 latérale sur les lots où il y a présence d'un poteau ;
- 20 • l'impact tarifaire d'un service de base de prolongement d'une ligne de distribution
21 aérienne en arrière-lot sans frais ni servitude latérale ;
- 22 • tout autre élément de preuve jugé pertinent par le Distributeur.

23 Dans ce document, le Distributeur présente l'impact tarifaire des scénarios de prolongement
24 et de modification de réseau en service de base en souterrain selon différents critères de
25 DEM, ainsi qu'une approche par projet immobilier. Il émet également des commentaires
26 concernant certains éléments mentionnés par l'APCHQ dans le cadre de la phase 1
27 (section 2). Le Distributeur présente ensuite l'impact tarifaire relatif au prolongement de ligne
28 de distribution aérienne en arrière-lot (section 3). Puis, il revient sur les principaux principes
29 sous-tendant la fixation et l'application des CS et présente la jurisprudence pertinente quant
30 à l'application de ces principes (section 4). Finalement, le Distributeur présente ses
31 propositions concernant le service de base en souterrain pour le prolongement et la
32 modification de réseau et le service de base en arrière-lot (section 5).

⁷ À la suite de sa demande de report, la Régie a autorisé le Distributeur à déposer une preuve additionnelle au plus tard le 3 avril 2018.

⁸ Décision D-2017-118, paragraphes 423 et 424.

2. SERVICE DE BASE EN SOUTERRAIN

1 Le Distributeur a décrit largement, dans le cadre de la phase 1, ce que constitue la nouvelle
2 offre du service de base pour une alimentation souterraine. Rappelons toutefois, qu'avant le
3 1^{er} avril 2018, seules deux zones géographiques étaient désignées comme étant des
4 secteurs de référence pour une alimentation souterraine, excluant tous les nouvelles zones
5 malgré la densification de leurs charges au fil du temps. Dans ces nouvelles zones, le coût
6 des travaux d'alimentation souterraine était traité comme une option facturable aux clients.
7 La codification d'un critère non discrétionnaire et équitable comme approuvé par la Régie en
8 phase 1, s'appliquant à tout type de client peu importe sa situation géographique, s'inscrit
9 dans l'esprit des CS et des tarifs d'électricité du Distributeur.

10 Le Distributeur rappelle qu'à l'instar de toute demande qui se qualifiait jusqu'à maintenant
11 pour un service de base en souterrain, ce dernier inclut à la fois les coûts pour les travaux
12 électriques et ceux pour les ouvrages civils.

13 La mise en place d'un critère de DEM répond, d'une part, au besoin du Distributeur d'assurer
14 une uniformité d'application dudit critère à l'ensemble du Québec et, d'autre part, à le rendre
15 plus explicite à l'ensemble des clients et des municipalités. Un critère de DEM permet
16 également une évolution dans le temps en offrant un service de base en souterrain à plus
17 d'endroits au fur et à mesure de la densification des territoires.

2.1. Évaluation des scénarios

2.1.1. Critère de DEM en vigueur au 1^{er} avril 2018

18 Dans sa décision D-2017-118⁹, la Régie approuve les critères d'application du service de
19 base en souterrain proposés par le Distributeur dont un critère minimal de densification
20 électrique pour l'admissibilité au service de base de 6,0 MVA par km sur une distance d'au
21 moins 2 km de réseau à être confirmé dans la présente phase.

22 Le Distributeur tient d'abord à rappeler que le concept de densité électrique minimale (DEM)
23 repose sur des critères techniques, comme le dégagement requis et l'encombrement, faisant
24 en sorte que l'alimentation souterraine soit la solution la plus optimale. Selon cette analyse,
25 le Distributeur privilégie une alimentation souterraine lorsque la densité électrique atteint au
26 moins 60 MVA par km² ¹⁰. Conséquemment, pour tout critère de densification électrique
27 inférieur, la solution d'alimentation aérienne est privilégiée car elle est techniquement
28 réalisable et de moindre coût.

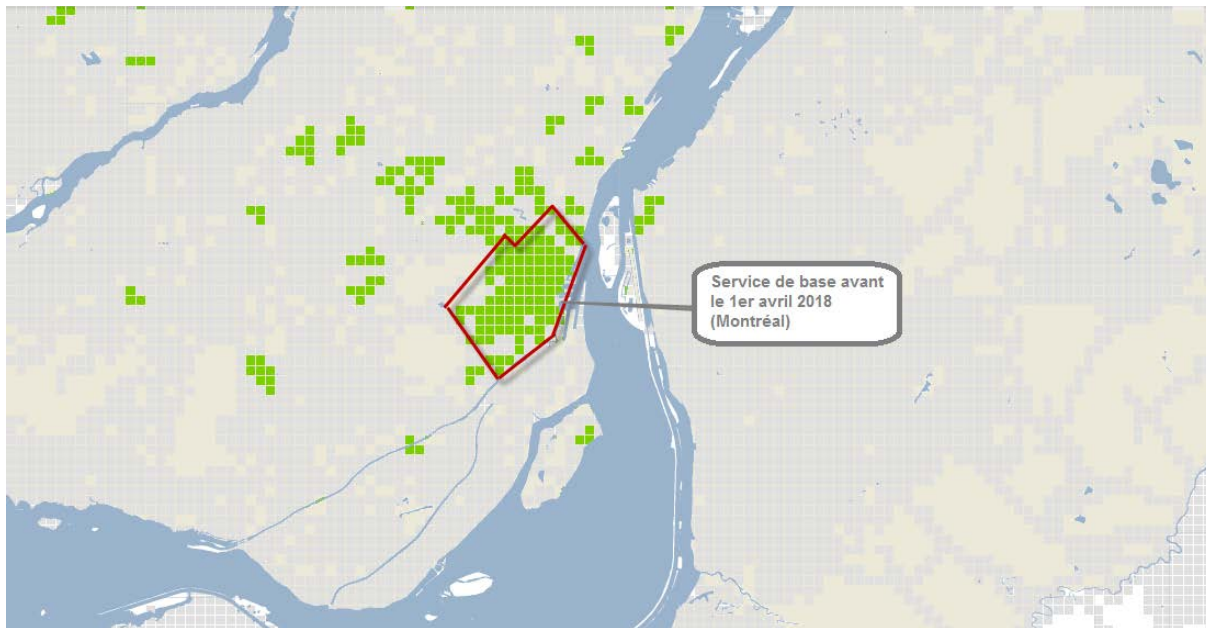
29 Bien que le critère de DEM de 60 MVA par km² puisse paraître élevé, il est loin de
30 représenter le statut quo par rapport aux modalités applicables avant le 1^{er} avril 2018,
31 comme la Régie le mentionne dans la décision D-2017-072. En fonction de la cartographie
32 effectuée par le Distributeur, l'application du critère de DEM de 60 MVA par km² a pour

⁹ Décision D-2017-118, paragraphe 430.

¹⁰ Pièce HQD-1, document 1 (révisée) (B-0105), page 39.

1 conséquence de créer plusieurs nouvelles zones admissibles au service de base en
2 souterrain. Ces nouvelles zones représentent une superficie totale d'environ 16 km² répartie
3 sur l'ensemble du territoire du Québec, en sus des zones existantes du centre-ville de
4 Montréal et du Vieux-Québec (section 2.2). La figure 1 illustre l'application géographique du
5 critère de DEM de 60 MVA par km² pour la région de Montréal en fonction des capacités de
6 transformation présentement installées.

FIGURE 1 :
REPRÉSENTATION GRAPHIQUE DES ZONES ADMISSIBLES AU SERVICE DE BASE EN SOUTERRAIN
POUR LA RÉGION DE MONTRÉAL AU 1^{ER} AVRIL 2018



7 Le critère de 60 MVA par km² correspond à une densité de 108 logements TAE¹¹ et plus par
8 hectare (ha), soit 6 MVA par km sur une distance minimale de 2 km de réseau. Comme
9 mentionné dans la phase 1¹², le concept linéaire de 2 km de rue permet de concilier les
10 concepts de déploiement de ligne de distribution et de voies urbaines et est, par conséquent,
11 plus accessible pour les différents intervenants d'un projet d'aménagement. Le Distributeur
12 s'assure ainsi de créer des conditions qui justifient techniquement le déploiement de réseaux
13 en souterrain. De plus, la distance minimale de 2 km de réseau permet d'assurer une densité
14 électrique minimale en évitant qu'un seul bâtiment, sur un km de réseau seulement, puisse
15 bénéficier du service de base en souterrain.

16 Depuis la décision D-2017-072, le Distributeur a réalisé l'analyse de divers projets
17 immobiliers qui s'inscrivent dans un plan d'aménagement municipal afin d'évaluer leur
18 admissibilité au service de base en souterrain selon les critères prévus à l'article 8.3.2
19 paragraphe c des CS en vigueur le 1^{er} avril 2018, dont la densité électrique projetée est d'au

¹¹ Tout à l'électricité.

¹² Pièce HQD-1, document 1 (B-0105), pages 40 et 41.

- 1 moins 6 MVA par km sur une distance minimale de 2 km de réseau. Les projets immobiliers
- 2 analysés visent la densification et la revitalisation de certains secteurs.
- 3 Un exemple de ce type de projet projeté par des promoteurs est celui situé aux abords de la
- 4 station de métro Longueuil-Université de Sherbrooke, comme illustré à la figure 2.

FIGURE 2 :
EXEMPLE DE PROJET ADMISSIBLE AU SERVICE DE BASE EN SOUTERRAIN
AVEC UN CRITÈRE DE DEM D'AU MOINS 6 MVA PAR KM
SUR UNE DISTANCE MINIMALE DE 2 KM DE RÉSEAU¹³



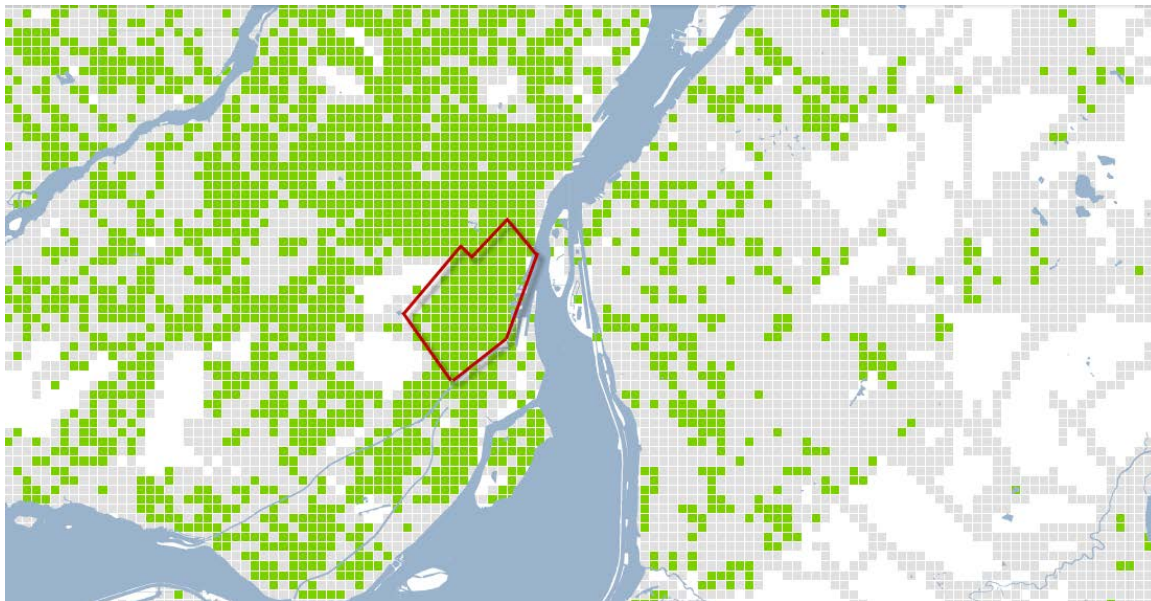
2.1.2. Proposition de l'APCHQ

- 5 Dans la phase 1, l'APCHQ a proposé que le critère de DEM soit réduit à 40 logements et
- 6 plus par hectare pour que le prolongement ou la modification d'une ligne soit admissible au
- 7 service de base en souterrain, soit 22 MVA par km² ou 2,2 MVA par km sur une distance
- 8 minimale d'1 km. L'APCHQ évalue que sa proposition aurait un impact tarifaire compris entre
- 9 2,0 M\$ et 3,2 M\$ par année¹⁴. Le Distributeur tient à souligner que le critère de DEM
- 10 proposé par l'APCHQ est environ 6 fois inférieur à celui proposé par le Distributeur. La
- 11 figure 3 illustre la proposition de l'APCHQ de la phase 1 qui aurait un impact majeur sur les
- 12 zones qui pourraient être admissibles au service de base en souterrain dans la région de
- 13 Montréal.

¹³ Source de la photo : Ville de Longueuil / Graph Synergie. Tiré de l'article *Le nouveau centre-ville de Longueuil sera développé par le promoteur du Dix30* accessible en ligne à l'adresse suivante : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1085035/longueuil-centre-ville-metro-dix30-metro>.

¹⁴ Pièce C-APCHQ-0013, page 43.

FIGURE 3 :
REPRÉSENTATION GRAPHIQUE DE LA PROPOSITION DE L'APCHQ POUR LA RÉGION DE MONTRÉAL



2.1.3. Scénarios intermédiaires

1 À la demande de la Régie, le Distributeur a analysé des scénarios intermédiaires avec
 2 différents critères de DEM qui se situent entre le critère minimal de densification électrique
 3 en vigueur et le critère proposé par l'APCHQ en phase 1. Le Distributeur a retenu une
 4 distance minimale de 2 km pour ces scénarios incluant le scénario de 22 MVA/km², qui le
 5 distingue de la proposition de l'APCHQ pour laquelle une distance minimale d'un km a été
 6 proposée.

TABLEAU 1 :
SCÉNARIOS INTERMÉDIAIRES ANALYSÉS À LA DEMANDE DE LA RÉGIE

Critère de DEM (MVA par km ²)	Densité électrique minimale (MVA par km sur une distance d'au moins 2 km de réseau)	Nombre de logements TAE par hectare
50 MVA et plus	5,0 MVA	90
40 MVA et plus	4,0 MVA	72
22 MVA et plus	2,2 MVA	40

2.2. Impact tarifaire des scénarios demandés dans la décision D-2017-072

1 Le Distributeur reconduit la méthodologie utilisée lors de la phase 1¹⁵ pour calculer l'impact
2 tarifaire estimé d'un allègement du critère de DEM. Des raffinements à la méthodologie ont
3 toutefois été apportés notamment l'élargissement des villes analysées, de même que
4 l'établissement de coûts unitaires associés à la puissance apparente par densité électrique.

5 Le calcul de l'impact tarifaire associé à l'assouplissement du critère de DEM est basé sur
6 une prévision de la croissance de la puissance apparente dans les zones du territoire
7 québécois qui respectent les différents critères de DEM des scénarios. Comme demandé par
8 la Régie, le Distributeur quantifie également les impacts du scénario avec le critère de DEM
9 proposé par l'APCHQ sur une distance minimale d'1 km.

10 La méthodologie retenue par le Distributeur pour estimer les investissements additionnels
11 requis et calculer l'impact tarifaire en découlant est la suivante :

- 12 • Caractérisation du territoire par critère de densité électrique (section 2.2.1) soit :
 - 13 ○ l'estimation de la superficie des zones existantes du territoire qui respecteraient
14 les différents critères de DEM et des puissances apparentes installées qui y
15 sont associées ;
 - 16 ○ l'estimation des puissances apparentes projetées¹⁶ selon la densité électrique
17 qui seraient visées par les différents critères de DEM ;
- 18 • l'établissement de coûts unitaires par puissance apparente (\$/MVA) selon la densité
19 électrique (section 2.2.2) ;
- 20 • l'estimation des investissements additionnels requis selon les différents critères de
21 DEM (section 2.2.3) ;
- 22 • l'évaluation de l'impact tarifaire à partir de l'amortissement des investissements
23 additionnels requis sur la durée de vie utile des actifs, selon les paramètres usuels de
24 ce type d'analyse (section 2.2.4).

25 Outre les scénarios demandés par la Régie, le Distributeur met également à jour les impacts
26 économique et tarifaire associés au critère de DEM de 60 MVA/km² qui est en vigueur depuis
27 le 1^{er} avril 2018.

2.2.1. Caractérisation du territoire par DEM

28 Le Distributeur a réalisé un exercice de caractérisation du territoire par DEM sur les cinq
29 principales agglomérations du Québec, soit Montréal¹⁷, Québec¹⁸, Gatineau, Trois-Rivières

¹⁵ Pièce HQD-5, document 2 (B-0014), pages 29 à 31.

¹⁶ La puissance apparente projetée est définie, dans le chapitre 21 du CS en vigueur le 1^{er} avril 2018, comme l'estimation du plus grand appel de puissance apparente (en kVA), calculée en tenant compte de la puissance à installer.

¹⁷ Inclut la Rive-Nord (dont Laval et Terrebonne) et la Rive-Sud de l'île de Montréal (dont Longueuil).

¹⁸ Inclut la Rive-Sud de la ville de Québec.

1 et Saguenay. Comparativement à l'analyse réalisée en phase 1, le Distributeur a élargi son
2 analyse en ajoutant les agglomérations de Trois-Rivières et Saguenay de manière à couvrir
3 les principales grandes municipalités du Québec¹⁹.

4 Le Distributeur a cartographié les zones existantes du territoire qui correspondaient aux
5 différents critères de DEM. Les résultats de cet exercice de cartographie pour la région de
6 Montréal sont présentés à l'annexe A.

Estimation de la superficie des zones existantes du territoire par DEM

7 L'exercice de cartographie du territoire a permis au Distributeur de déterminer la superficie
8 des zones qui seraient admissibles au service de base selon les différents critères de DEM
9 sur le territoire québécois. La zone de référence en vigueur avant le 1^{er} avril 2018, qui
10 correspond à 11 km², a été exclue de la détermination des superficies additionnelles étant
11 donné que le réseau y est déjà implanté et que les coûts qui y sont associés sont déjà
12 assumés par la clientèle du Distributeur.

13 Le tableau 2 recense les différentes superficies des zones existantes du territoire qui
14 seraient admissibles au service de base selon les différents critères de DEM.

**TABLEAU 2 :
SUPERFICIES DES ZONES EXISTANTES
ADMISSIBLES AU SERVICE DE BASE SELON LES DIFFÉRENTS CRITÈRES DE DEM (km²)**

	60 MVA / km ² et plus	50 MVA / km ² et plus	40 MVA / km ² et plus	22 MVA / km ² et plus	22 MVA / km ² et plus APCHQ
Superficie des zones existantes admissibles (cumulative)	16	47	85	301	393
Superficie des zones existantes admissibles (différentiel)	0	31	37	217	non applicable
Zone de référence actuelle	11 km ²				

15 Les résultats de l'exercice permettent de tirer les constats suivants :

- 16 • un accroissement marqué et rapide de la superficie des zones admissibles au service
17 de base en souterrain au fur et à mesure que le critère de DEM est abaissé.
18 À titre illustratif, la réduction du critère de DEM de 60 MVA/km² et plus à 50 MVA/km²
19 et plus entraînerait un accroissement d'environ cinq fois la superficie de la zone de
20 référence en vigueur avant le 1^{er} avril 2018 (11 km²) ;
- 21 • un élargissement de 16 km² de la superficie de la zone de référence avec le critère
22 de DEM de 60 MVA/km² et plus qui s'étend maintenant sur environ 27 km², soit plus
23 du double de la zone de référence en vigueur avant le 1^{er} avril 2018 (11 km²).

¹⁹ La ville de Sherbrooke n'est pas prise en compte étant donné que sa population n'est pas desservie par le Distributeur.

Estimation des puissances apparentes projetées des zones du territoire analysées par strate de densité électrique

- 1 Cette étape consiste à évaluer la puissance apparente projetée liée à la croissance de la
2 puissance installée selon la densité électrique.
- 3 Pour ce faire, le Distributeur segmente les différents critères de DEM par strate selon un
4 incrément de 10 MVA/km². La puissance apparente moyenne par km² pour chaque strate de
5 densité (MVA-km²) correspond à la moyenne des bornes de l'intervalle de densité auquel il
6 réfère. Par exemple, la puissance apparente moyenne par km² pour la strate de densité
7 comprise entre 50 MVA/km² et 40 MVA/km² s'établit à 45 MVA/km², soit la moyenne entre
8 les bornes de l'intervalle de densité de 50 et 40 MVA/km².
- 9 La puissance apparente selon la strate de densité électrique correspond au produit de la
10 superficie de la zone associée à la strate par la puissance apparente moyenne par km² s'y
11 référant. Pareillement, la puissance apparente projetée de la zone est obtenue, par strate de
12 densité électrique, par le produit de la puissance apparente dans la zone et de la prévision
13 de croissance s'y référant.
- 14 Le tableau 3 présente les puissances apparentes projetées par strate de densité électrique.

**TABLEAU 3 :
PUISSANCES APPARENTES PROJETÉES PAR STRATE DE DENSITÉ ÉLECTRIQUE**

Strate de densité électrique ≥	Puissance apparente moyenne par km ² (MVA-km ²)	Superficie de la zone (km ²)	Puissance apparente (MVA-km ²)	Croissance prévue	Puissance apparente projetée (MVA-km ²)
densité 60	65	16,5	1 071	0,8%	9
50 ≤ densité < 60	55	31,0	1 703	0,8%	14
40 ≤ densité < 50	45	36,6	1 648	0,7%	12
22 ≤ densité < 40	31	216,7	6 718	0,7%	47
densité 22*	49	392,6	19 708	0,7%	148

* Proposition APCHQ

2.2.2. Établissement du coût unitaire associé à la puissance installée par strate de densité électrique

- 15 Pour un secteur de référence présentant une densité d'au moins 60 MVA/km², le Distributeur
16 reconduit la méthode utilisée lors de la phase 1 pour déterminer le différentiel de coût de
17 construction d'un réseau en souterrain par rapport à celui d'un réseau en aérien. Ce secteur
18 comporte notamment une zone résidentielle avec divers regroupements de types de
19 logements.
- 20 En tenant compte des caractéristiques et de l'aménagement immobilier du secteur de
21 référence, le Distributeur a conçu des réseaux théoriques en aérien et en souterrain dont les

1 coûts ont été estimés²⁰. Pour obtenir les coûts unitaires associés aux densités électriques
2 des scénarios demandés par la Régie, les prix unitaires par bâtiments en vigueur au 1^{er} avril
3 2018²¹ ont été utilisés.

4 Les coûts unitaires établis par le Distributeur incluent les coûts des travaux électriques et
5 ceux des ouvrages civils assumés par le Distributeur dans le service de base en souterrain.
6 Afin d'illustrer la variabilité des coûts des ouvrages civils, le Distributeur présente des coûts
7 unitaires selon les deux cas de figure suivants :

- 8 • Conditions idéales. Les conditions considérées sont un sol d'un champ en terre
9 meuble, absence de roc ou de matériau contaminé, aucune réfection à effectuer
10 après les travaux, aucune disposition de matériaux à exécuter ;
- 11 • Conditions vraisemblables. Basées sur les opérations du Distributeur, les conditions
12 idéales sont rarement rencontrées, les coûts des ouvrages civils encourus sont
13 généralement de l'ordre du double voire du triple de ceux encourus dans des
14 conditions idéales.

15 Le tableau 4 présente les coûts unitaires en \$/MVA-km² par strate de densité électrique.
16 Comme attendu, on observe que plus la strate de densité électrique est élevée, plus les
17 coûts unitaires associés à la puissance apparente sont faibles.

**TABLEAU 4 :
COÛTS UNITAIRES ASSOCIÉS À LA PUISSANCE APPARENTE PAR STRATE DE DENSITÉ ÉLECTRIQUE**

Strate de densité électrique (MVA/km ²)	Coût unitaire (k\$/MVA)		
	Conditions idéales	Conditions vraisemblables	
		Coûts civils doublés	Coûts civils triplés
≥			
densité 60	277	422	566
50 ≤ densité < 60	668	959	1 250
40 ≤ densité < 50	811	1 153	1 494
22 ≤ densité < 40	905	1 280	1 655
densité 22*	665	954	1 241

* Proposition APCHQ

2.2.3. Calcul des investissements additionnels requis

18 Les investissements additionnels requis correspondent au produit de la puissance apparente
19 projetée (tableau 3) et du coût unitaire (tableau 4) par strates de densité électrique. Le calcul
20 de ces investissements se fait sur une base cumulative. Par exemple, l'estimation des
21 investissements additionnels requis pour le critère de DEM de 50 MVA/km² et plus inclut
22 ceux de la strate de densité électrique comprise entre 50 et 60 MVA/km² et ceux de la strate
23 de 60 MVA/km² et plus.

²⁰ Les coûts de 2015 sont ajustés à l'inflation.

²¹ CS en vigueur le 1^{er} avril 2018, chapitre 20, tableau II-E.

1 Les investissements additionnels requis d'un allègement du critère minimal de densification
2 électrique pourraient croître rapidement, comme illustré au tableau 5. En effet, le fait
3 d'abaisser le critère de DEM a pour impact de faire croître rapidement, à la fois, la superficie
4 où le prolongement du réseau serait admissible au service de base en souterrain et le coût
5 unitaire associé à la puissance apparente.

6 Au tableau 5, on observe également l'impact non négligeable du critère de distance minimale
7 sur le montant des investissements additionnels requis. En effet, la comparaison des
8 scénarios à 22 MVA/km² montre un écart d'environ 40 M\$ en conditions idéales entre la
9 proposition de l'APCHQ avec le critère de distance minimale à 1 km et le scénario avec un
10 critère de distance minimale de 2 km en vigueur le 1^{er} avril 2018.

TABLEAU 5 :
INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS REQUIS ASSOCIÉS
À LA RÉDUCTION DU CRITÈRE DE DEM PAR ANNÉE

Densité électrique (MVA/km ²)	Superficie de la zone existante (km ²)	Puissance apparente (MVA-km ²)	Croissance prévue	Puissance apparente projetée (MVA-km ²)	Investissements additionnels requis (M\$)		
					Conditions idéales	Conditions vraisemblables	
						Coûts civils doublés	Coûts civils triplés
>							
> 60	16	1 071	0,8%	9	2,4	3,6	4,9
> 50	47	2 773	0,8%	22	11,5	16,7	21,9
40	85	4 422	0,7%	34	20,8	30,0	39,1
22 (distance minimale 2 km)	301	11 140	0,7%	81	63,4	90,2	117,0
22* (distance minimale 1 km)	393	19 708	0,7%	148	108,0	154,1	200,2

* Proposition APCHQ

2.2.4. Calcul de l'impact tarifaire

11 Le tableau 6 présente l'impact annuel des investissements additionnels requis sur le revenu
12 requis selon les critères de DEM.

TABLEAU 6 :
IMPACT ANNUEL SUR LE REVENU REQUIS SELON LES DIFFÉRENTS CRITÈRES DE DEM (M\$)

Densité électrique (MVA/km ²)	Conditions idéales	Conditions vraisemblables	
		Coûts civils doublés	Coûts civils triplés
≥ 60	0,2	0,3	0,4
≥ 50	1,0	1,5	1,9
≥ 40	1,8	2,6	3,4
≥ 22	5,6	7,9	10,3
22*	9,5	13,5	17,6

Proposition APCHQ

Hypothèses

Amortissement linéaire	
Durée de vie utile (année) :	35
Taxe sur les services publics :	0,55%
Frais financiers :	3,962%
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	8,20%

1 À terme, soit à la fin de la durée de vie utile des actifs, l'impact tarifaire associé à la réduction
 2 du critère de DEM pourrait être substantiel, comme illustré au tableau 7. Le critère minimal
 3 de densification électrique en vigueur de 60 MVA/km² et plus pour le service de base en
 4 souterrain pourrait avoir un impact tarifaire à terme qui varierait entre 0,07 % et 0,15 % selon
 5 les conditions rencontrées lors de l'exécution des ouvrages civils. À l'opposé, l'impact
 6 tarifaire à terme de la proposition de l'APCHQ varie entre 3,35 % et 6,22 %.

TABLEAU 7 :
IMPACT TARIFAIRE À TERME SELON LES DIFFÉRENTS CRITÈRES DE DEM

Densité électrique (MVA/km ²)	Conditions idéales	Conditions vraisemblables	
		Coûts civils doublés	Coûts civils triplés
≥ 60	0,07%	0,11%	0,15%
≥ 50	0,36%	0,52%	0,68%
≥ 40	0,65%	0,88%	1,22%
≥ 22	1,97%	2,80%	3,63%
22*	3,35%	4,78%	6,22%

* Proposition APCHQ

Hypothèses

Amortissement linéaire	
Durée de vie utile (année) :	35
Taxe sur les services publics :	0,55%
Frais financiers :	3,962%
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire :	8,20%

2.3. Approche par projet immobilier

1 À la suite des décisions D-2017-072 et D-2017-118, le Distributeur a tenu des rencontres
2 avec les membres du Groupe de travail mais il a également poursuivi ses discussions avec
3 l'APCHQ.

4 Les premières rencontres ont permis notamment de s'assurer d'une compréhension
5 commune des modalités du service de base en souterrain approuvées par la Régie dans sa
6 décision D-2017-118 et de la proposition de l'APCHQ de la phase 1.

7 Le Distributeur a alors constaté que l'APCHQ avait une compréhension erronée du service
8 de base en souterrain approuvé par la Régie. Les principaux constats sont les suivants :

- 9 • L'APCHQ privilégie surtout une approche par projet immobilier qui vise à densifier
10 des secteurs, généralement en banlieue. Dans ce cas, il s'agit de revoir les modèles
11 de développement en proposant des quartiers qui intègrent divers types d'habitation.
12 Or, comme prévu dans les CS, le service de base en souterrain vise tous les projets
13 de toutes clientèles.
- 14 • Selon la compréhension de l'APCHQ, le coût des ouvrages civils demeure à la
15 charge du client²² alors que, selon les CS, ce coût est inclus dans le service de base
16 en souterrain.
- 17 • Les membres de l'APCHQ réalisent surtout des projets résidentiels et le gaz naturel
18 est présentement la source d'énergie privilégiée pour le chauffage de l'espace et de
19 l'eau, ce qui a pour effet d'abaisser substantiellement la densité électrique. Or, pour
20 ce type de projet, la source d'énergie pour les charges liées au chauffage de l'espace
21 et de l'eau doit être l'électricité pour atteindre une densité électrique d'au moins
22 2,2 MVA par km.

23 Le tableau 8 présente les investissements additionnels requis de la proposition de l'APCHQ,
24 soit un critère de DEM de 22 MVA par km² sur une distance minimale d'1 km, avec et sans le
25 coût des ouvrages civils inclus dans le service de base en souterrain.

²² Avant l'adoption des nouvelles modalités, le client, généralement un promoteur, construisait lui-même les ouvrages civils dans le cadre de projets en souterrain et les cédait ensuite au Distributeur. L'acceptation de la cession est sujette à certaines conditions.

TABLEAU 8 :
INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS REQUIS PAR ANNÉE, AVEC ET SANS LE COÛT DES OUVRAGES CIVILS, ASSOCIÉS À UN CRITÈRE DE DEM DE 22 MVA PAR KM² SUR UNE DISTANCE D'1 KM

Densité électrique (MVA/km ²)	Puissance apparente projetée (MVA/km ²)	Investissements additionnels requis (M\$)			
		Conditions idéales	Conditions vraisemblables		Sans coûts civils
			Coûts civils doublés	Coûts civils triplés	
≥ 22	148	non applicable	non applicable	non applicable	62
22	148	108,0	154,1	200,2	non applicable

- 1 À terme, l'impact tarifaire de la proposition de l'APCHQ serait de l'ordre de 2 %.
- 2 En regard des constats, le Distributeur a proposé d'analyser un nouveau scénario qui
3 correspondrait aux paramètres visés par l'APCHQ, soit un projet immobilier dont la
4 puissance projetée totalise au moins 2,2 MVA par km sur une distance minimale d'1 km mais
5 dont le coût des ouvrages civils est assumé par le client.
- 6 Selon ce nouveau scénario, le client aurait le choix, exercé avant le début des travaux, entre
7 deux modalités de traitement des coûts de sa demande :
- 8 • Option 1 – facturation du différentiel de coûts entre le réseau en aérien et le réseau
9 en souterrain :
 - 10 ○ Dans cette option, la contribution du client pour sa demande d'alimentation
11 correspondrait au différentiel entre le coût des travaux pour une alimentation
12 souterraine et le coût des travaux s'ils avaient été réalisés pour une
13 alimentation aérienne. Cette option correspond dans les faits à la méthode de
14 calcul de la contribution du client en vigueur au 1^{er} avril 2018 pour les travaux
15 qui ne sont pas inclus dans le service de base. Le coût des ouvrages civils est
16 assumé par le client.
 - 17 • Option 2 – facturation du coût des travaux et remboursements lors de l'ajout des
18 installations électriques :
 - 19 ○ Dans cette option, le coût total des travaux électriques et des ouvrages civils
20 serait facturé au client, sans effectuer le calcul du coût d'une alimentation
21 aérienne. Cependant, le client aurait droit à des remboursements basés sur
22 l'allocation en moyenne tension de 359 \$/kW²³ de puissance projetée lors de
23 l'ajout des installations électriques subséquentes. Pour appliquer cette
24 allocation aux unités de logement, une puissance projetée de 5 kW par
25 logement serait utilisée, mais le chauffage de l'espace et de l'eau devrait être à
26 l'électricité. Si la source du chauffage de l'espace et de l'eau n'était pas à

²³ CS en vigueur le 1^{er} avril 2018, chapitre 20, tableau II-M.

1 l'électricité, la puissance projetée d'un logement ne serait pas prise en compte
 2 car elle est négligeable.

2.3.1. Impact tarifaire du scénario basé sur l'approche d'un projet immobilier

3 Le Distributeur a évalué le montant final de la contribution qui serait assumé par le client
 4 pour un échantillon de 15 projets qui découlent des 70 demandes d'alimentation souterraine
 5 formulées par des promoteurs en 2017. Dans le cas de l'option 2, le montant final de la
 6 contribution du client tient compte des remboursements auxquels il aurait droit pour l'ajout
 7 des installations électriques. L'analyse a été effectuée en présumant que la source de
 8 chauffage de l'espace et de l'eau de tous ces projets était électrique et en considérant que
 9 l'alimentation souterraine ne serait plus traitée comme une option pour ce type de
 10 demandes. Le tableau 9 illustre le montant final de la contribution du client selon les deux
 11 options, en comparaison avec celui actuellement prévu dans les CS.

TABLEAU 9 :
ANALYSE DE LA CONTRIBUTION DU CLIENT SELON LES OPTIONS 1 ET 2

Projets	Estimation du nombre de portes dans le projet	Coût des travaux électriques en souterrain (k\$)	Montant de la contribution du client (k\$)	
			Option 1	Option 2
1	ND	112,6	62,8	48,0
2	60	119,1	35,2	43,7
3	133	470,0	221,3	231,3
4	37	163,7	78,6	57,5
5	72	342,4	170,2	114,0
6	6	37,1	11,0	22,0
7	80	60,8	26,9	32,0
8	20	65,9	17,8	30,0
9	3	15,7	8,8	6,0
10	38	95,9	37,5	9,1
11	18	36,3	23,0	4,0
12	100	478,4	164,9	294,6
13	10	63,6	28,6	30,6
14	359	946,1	596,0	266,1
15	66	206,2	120,6	40,4

12 Le Distributeur constate d'abord qu'en appliquant l'une ou l'autre des options, le client aurait
 13 un montant de contribution à déboursier dans tous les cas analysés. Par ailleurs, pour
 14 certains projets d'envergure, comme par exemple le projet 14, l'option 2, allouant au client un
 15 montant par kW, est à l'avantage du promoteur qui assumerait un montant moindre que celui
 16 qui serait perçu en appliquant les modalités des CS en vigueur.

1 Le Distributeur souligne toutefois qu'aucun des 15 projets analysés n'atteignait le critère de
2 DEM de 2,2 MVA par km proposé par l'APCHQ, notamment en raison de la présence du gaz
3 naturel comme source de chauffage de l'espace et de l'eau dans la plupart de ces projets.

4 En extrapolant cette analyse de 15 projets à l'ensemble des demandes formulées par les
5 promoteurs dans une année, le Distributeur estime qu'un montant annuel de 2,5 M\$ serait
6 assumé par l'ensemble de la clientèle. À terme, soit à la fin de la durée de vie utile des actifs,
7 l'impact tarifaire serait de l'ordre de 0,08 %.

2.4. Commentaires concernant certains éléments soulevés lors de la phase 1

8 Dans son mémoire déposé dans le cadre de la phase 1, l'APCHQ soutient certaines
9 affirmations auxquelles le Distributeur tient à clarifier et apporter des nuances.

10 D'abord, l'APCHQ se questionne sur la « volonté réelle [du Distributeur] à contribuer à des
11 choix de société mettant de l'avant l'aménagement de milieux de vie de qualité et durable »
12 et mentionne qu'« il apparaît illusoire de retenir, sauf exception, une densité égale ou
13 supérieur à 108 logements à l'hectare, comme mesure représentative du développement et
14 pouvant avoir accès à l'enfouissement »²⁴.

15 Ensuite, l'intervenante laisse entendre que le Distributeur, en tant que mandataire de l'État,
16 devrait faciliter l'aménagement urbain et favoriser le design urbain, en respect des
17 dispositions réglementaires et législatives en vigueur et des principes de développement
18 durable.

19 L'APCHQ soutient également que la proposition du Distributeur, qui est en vigueur depuis le
20 1^{er} avril 2018, ne lui permettait d'atteindre ces objectifs.

2.4.1. Objectif des modalités en matière de service de base en souterrain

21 Le Distributeur précise tout d'abord que les nouvelles modalités relatives au service de base
22 en souterrain n'ont pas pour objectif d'interdire ou de restreindre l'élargissement d'un réseau
23 de distribution en souterrain. Au contraire, elles ont comme impact d'étendre le service de
24 base en souterrain à l'ensemble du territoire québécois. De plus, comme avant l'entrée en
25 vigueur des nouvelles modalités au 1^{er} avril 2018, le Distributeur déploie un réseau en
26 souterrain lorsque cela s'avère requis en raison de critères techniques (section 2.1.1).

27 Le Distributeur réitère que les modalités du service de base en souterrain approuvées par la
28 Régie permettent d'établir clairement les coûts assumés par l'ensemble de la clientèle,
29 incluant les clients à faible revenu et les clients de régions moins urbaines, de ceux défrayés
30 par les utilisateurs et bénéficiaires directs qui valorisent la présence d'un réseau en
31 souterrain.

²⁴ Pièce C-APCHQ-0016, page 36.

2.4.2. Programmes en vigueur

1 Le Distributeur souligne que, par ses programmes en efficacité énergétique et ses
2 programmes d'investissement, il contribue depuis de nombreuses années à l'aménagement
3 de milieux de vie, notamment par son programme de soutien aux projets de développement
4 urbain durable (DUD) et son programme permettant, à certaines conditions, l'enfouissement
5 de lignes existantes à la demande d'une municipalité.

Programme de soutien aux projets de développement urbain durable²⁵

6 Le Distributeur favorise l'aménagement d'écoquartiers en offrant une aide financière aux
7 promoteurs et constructeurs ou aux municipalités qui entreprennent des projets de
8 développement urbain durable générant des économies d'électricité. En vertu du *Programme*
9 *de soutien aux projets de développement urbain durable*, un appui financier peut être octroyé
10 par le Distributeur pour des projets qui répondent à certains critères, notamment ceux qui
11 favorisent la densité urbaine et la mixité des bâtiments.

Programme Embellir les voies publiques²⁶

12 Le Distributeur contribue à la revitalisation des espaces urbains en octroyant, sous certaines
13 conditions, une aide financière aux municipalités pour l'enfouissement de tronçons de ligne
14 de distribution d'électricité existante le long des voies publiques.

15 Le programme *Embellir les voies publiques* découle directement de la volonté du Distributeur
16 de contribuer à l'aménagement de milieux de vie et de favoriser le design urbain, dans un
17 contexte de collaboration avec les municipalités en lien avec l'application de l'article 30 de la
18 *Loi sur Hydro-Québec*.

19 Si la demande de la municipalité rencontre les conditions d'admissibilité, le Distributeur
20 assume l'ensemble du coût des travaux électriques et le coût des ouvrages civils pour
21 l'enfouissement d'1 km de tronçon de ligne existante, l'excédent du coût pour les ouvrages
22 civils étant supporté par la municipalité.

2.4.3. Développement durable

23 Dans sa décision D-2013-166²⁷, la Régie se prononce sur les impacts environnementaux
24 d'un réseau de distribution d'électricité en aérien. Elle mentionne²⁸ qu'en exerçant sa
25 juridiction, elle doit prendre en compte les critères établis par la jurisprudence et des
26 principes prévus à l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ). Dans cette optique,
27 elle doit donc tenir compte des impacts environnementaux lorsqu'elle fixe les conditions
28 d'installation d'un réseau de distribution d'électricité.

²⁵ Voir le lien suivant : <http://www.hydroquebec.com/promoteurs/developpementurbaindurable/>

²⁶ Voir le lien suivant : http://www.hydroquebec.com/affaires-municipales-regionales/amenagement-reseau/pdf/Brochure_Enfouissement_de_lignes_de_distribution_existantes_2015G1023.pdf

²⁷ Décision D-2013-166 (dossier R-3841-2013), relative à la *Demande de fixation des conditions d'installation d'une partie du réseau de distribution d'électricité d'Hydro-Québec dans la Ville de Terrebonne*.

²⁸ *Ibid.*, paragraphe 76.

1 Quant à savoir si un réseau de distribution d'électricité en aérien constitue un polluant, la
2 Régie conclut que « la présence de poteaux servant d'infrastructures aux installations
3 d'entreprises de services publics ne peut certes être incluse dans l'une ou l'autre de ces
4 définitions de contaminants ou polluants »²⁹ et que « la pollution visuelle ne constitue pas un
5 polluant ni un contaminant au sens de la *Loi sur la qualité de l'environnement* »³⁰.

6 De plus, la Régie mentionne qu'« il ne suffit pas d'invoquer la protection de l'environnement,
7 sans preuve et en dehors de tout cadre législatif, pour prétendre que l'installation d'une ligne
8 électrique aérienne, ayant pour but de satisfaire des besoins énergétiques, va à l'encontre
9 d'une perspective de développement durable »³¹.

10 À cet effet, le Distributeur est d'avis qu'il n'a pas été démontré, dans le cadre de la phase 1,
11 que l'installation d'une ligne de distribution d'électricité aérienne est contraire au concept de
12 développement durable.

2.4.4. Projets immobiliers dans les aires TOD

13 Dans son mémoire, l'APCHQ mentionne que les projets s'inscrivant dans sa proposition sont
14 de manière générale de type TOD (*Transit Oriented Development*). Lors des audiences de la
15 phase 1³², l'APCHQ réitère que leur proposition est orientée vers des projets TOD, et ne vise
16 aucunement des régions urbaines peu densifiées.

17 Le Distributeur souligne que, selon le mémoire de l'APCHQ, les projets TOD prévus sont
18 d'une densité entre 30 et 150 logements par hectare selon l'infrastructure³³. Ainsi, la
19 proposition de l'APCHQ permet d'atteindre au plus le critère minimal de densification des
20 projets prévus. Le Distributeur est d'avis que le critère de DEM en vigueur de 60 MVA/km²,
21 qui équivaut à 108 logements par hectare, correspond davantage à une densité moyenne
22 des aires TOD prévues.

3. SERVICE DE BASE EN ARRIÈRE-LOT

23 Dans sa preuve de la phase 1, faisant suite aux discussions qui ont eu lieu dans le cadre des
24 travaux du Groupe de travail, le Distributeur proposait que les travaux pour le prolongement
25 d'une ligne de distribution aérienne en arrière-lot soient inclus dans le service de base
26 uniquement si un droit de passage par nacelle compacte était consenti sur chacun des lots
27 d'un projet résidentiel. Ce critère avait pour objectif d'assurer au Distributeur l'accès à
28 l'entièreté de la ligne de distribution en tout temps et ainsi d'éviter des coûts supplémentaires
29 qui seraient supportés par l'ensemble de la clientèle lors de travaux d'entretien, de
30 reconstruction ou de remplacement. À défaut d'avoir l'ensemble de ces accès, le

²⁹ *Ibid.*, paragraphe 79.

³⁰ *Ibid.*, paragraphe 95.

³¹ *Ibid.*, paragraphe 82.

³² Notes sténographiques, 4 mai 2017 (pièce A-0053), page 131.

³³ Pièce C-APCHQ-0013, pages 34 et 41. À la page 34, la densité indiquée est comprise entre 30 et 150 logements par hectare alors qu'à la page 41, l'intervalle indiquée est de 40 à 150 logements.

1 prolongement de ligne aérienne en arrière-lot ne serait pas inclus dans le service de base et
2 le client devrait payer des frais supplémentaires de 26 \$ ou 32 \$ par mètre, selon que le
3 réseau est alimenté en monophasé ou en triphasé.

4 À l'égard des demandes formulées par la Régie dans sa décision D-2017-118, le Distributeur
5 ne retient pas l'exigence d'une servitude latérale uniquement aux clients visés par la
6 présence de poteaux sur leur lot. Tout en affectant le droit de propriété, cette modalité serait
7 incohérente avec les principes des conditions de service, notamment en ce qui concerne
8 l'application de prix forfaitaires.

9 En effet, les clients ne sont pas directement responsables de la présence ou non d'un poteau
10 sur leur lot dans un prolongement de ligne aérienne en arrière-lot. Ainsi, le Distributeur est
11 d'accord avec le fait que les clients ayant un poteau sur leur lot ne devraient pas subir plus
12 d'impacts que les autres clients, eu égard notamment au droit de propriété et aux coûts à
13 déboursier pour l'acte de servitude notarié. À titre de comparaison, la Régie a approuvé la
14 proposition du Distributeur de ne pas faire payer un supplément aux clients pour faire
15 déplacer un poteau qui supporte un transformateur alors que la présence de cet équipement
16 à cet endroit est hors de leur contrôle^{34, 35}.

17 Toutefois, le Distributeur doit avoir un plein accès au réseau pour pouvoir effectuer les
18 travaux qui peuvent survenir à tout endroit et à tout moment sur la ligne de distribution. La
19 présence de servitudes latérales sur quelques lots ne permettrait pas d'arriver à cet objectif.

20 En conséquence, le Distributeur ne présente pas d'évaluation de l'impact tarifaire d'exiger
21 une servitude latérale pour les lots où il y a présence de poteaux, comme demandée par la
22 Régie dans sa décision D-2017-118. Le Distributeur présente toutefois, à la section 3.2,
23 l'impact tarifaire d'un prolongement de ligne de distribution aérienne en arrière-lot sans frais
24 et sans servitude latérale requise.

3.1. Entretien, modification et remplacement d'un réseau aérien en arrière-lot

25 Lors de la construction du réseau de distribution aérien en arrière-lot, il n'y a généralement
26 pas de coût supplémentaire par rapport à un réseau aérien en avant-lot car le réseau
27 demeure accessible, notamment parce que les maisons ou immeubles ne sont pas encore
28 construits.

29 Toutefois, en raison de son accès limité, l'entretien, la modification ou le remplacement d'une
30 ligne de distribution aérienne en arrière-lot occasionnent des coûts supplémentaires pour des
31 interventions qui doivent se réaliser par des moyens autres que par nacelle compacte ou par
32 camion nacelle. Dans ces situations, le Distributeur doit effectuer les travaux à l'éperon, ce
33 qui augmente considérablement les délais et les risques d'intervention. Ces interventions
34 requièrent aussi une coordination du Distributeur avec les différents clients afin de pouvoir

³⁴ Décision D-2017-118, paragraphe 598.

³⁵ Pièce HQD-4, document 3 (révisée) (B-0112), page 10.

- 1 accéder au réseau de distribution d'électricité en traversant leurs propriétés privées
2 respectives.
- 3 Le réseau aérien en arrière-lot ne représente donc ni une architecture de réseau optimale ni,
4 généralement, la solution technique de moindre coût.

3.2. Impact tarifaire du prolongement d'une ligne de distribution aérienne en arrière-lot sans frais

5 Pour déterminer l'impact tarifaire d'un prolongement de ligne de distribution aérienne en
6 arrière-lot sans frais, le Distributeur a analysé le montant des contributions perçues
7 annuellement auprès des clients pour ce type de demandes. Les prix unitaires liés à l'option
8 d'alimentation en arrière-lot et la provision pour l'exploitation et l'entretien futurs spécifiques
9 aux coûts des travaux en arrière-lot ont été introduits en 2014³⁶. Le tableau 10 présente le
10 nombre de demandes et le montant des contributions perçues pour un service en arrière-lot
11 depuis l'introduction de ces frais jusqu'en 2017.

TABLEAU 10 :
NOMBRE DE DEMANDES DE PROLONGEMENT DE LIGNE DE DISTRIBUTION AÉRIENNE
EN ARRIÈRE-LOT ET MONTANT DES CONTRIBUTIONS PERÇUES

	Nombre de demandes	Montant des contributions perçues (M\$)
2014*	100	0,99
2015	204	1,62
2016	194	1,62
2017	164	1,63

* Modalité en vigueur à partir du 1^{er} avril 2014

12 Le montant des contributions perçues s'élève à environ 1,6 M\$ par année. Le montant des
13 contributions est principalement basé sur la provision pour l'exploitation et l'entretien futurs
14 majorée pour tenir compte des coûts supplémentaires occasionnés par l'entretien, la
15 modification ou le remplacement d'un réseau aérien en arrière-lot.

16 Dans la mesure où le prolongement d'une ligne aérienne en arrière-lot est inclus dans le
17 service de base sans frais, le montant supplémentaire qui était facturé au client pour les
18 coûts additionnels d'exploitation et d'entretien futurs ne serait plus perçu, alors que le service
19 et les coûts demeureraient vraisemblablement les mêmes. Le Distributeur évalue l'impact
20 tarifaire de l'inclusion du prolongement de ligne de distribution aérienne en arrière-lot au

³⁶ Décision D-2014-037 (dossier R-3854-2013 phase 1), paragraphe 808.

1 service de base sur la base du montant des contributions des clients de l'année 2017. Le
2 Distributeur estime un impact tarifaire annuel de 0,001 % et un impact à terme³⁷ de 0,050 %.

4. FONDEMENTS DE L'APPLICATION DES CONDITIONS DE SERVICE

3 L'alimentation en électricité des clients est au cœur de la mission du Distributeur. Lorsque
4 des travaux sur le réseau sont requis pour l'alimentation d'une installation électrique à la
5 demande d'un client et que ceux-ci impliquent un prolongement ou une modification de
6 réseau, le Distributeur doit répondre à cette demande. À cet effet, au fil des années, certains
7 principes sont venus encadrer le partage des coûts entre ceux qui doivent être assumés soit
8 par le client, soit par l'ensemble de la clientèle par l'entremise des tarifs d'électricité.

9 Parmi ces principes, il y a celui de l'équité et de l'utilisateur-payeur³⁸, qui ont été reconnus
10 par la Régie dans sa décision D-2006-116, ainsi que celui de la neutralité tarifaire.

11 Ces trois principes sont intimement liés dans la fixation et l'application des CS et ont maintes
12 fois été rappelés, confirmés et maintenus par les différents tribunaux depuis plusieurs
13 années.

14 Le Distributeur présente sommairement ces principes et expose les principales décisions et
15 principaux jugements des différents tribunaux qui sont venus confirmer ces principes dans
16 l'application des CS, notamment en lien avec le prolongement ou la modification du réseau
17 de distribution d'électricité au-delà du service de base offert par le Distributeur.

4.1. Principaux principes à la base des conditions de service

4.1.1. Équité

18 Le premier principe est celui de l'équité envers l'ensemble de la clientèle. Le territoire que le
19 Distributeur est appelé à desservir est vaste et la clientèle a des besoins variés, alors que la
20 réalité géographique implique des contraintes spécifiques. À cet effet, comme mentionné
21 dans le cadre du dossier R-3535-2004³⁹,

22 [I]es conditions de service établissent les droits et les obligations du client et d'Hydro-
23 Québec Distribution. Elles visent un traitement équitable et uniforme selon les
24 demandes d'alimentation.

25 Pour que ce traitement soit équitable, il importe d'abord de s'assurer que les règles
26 soient les mêmes et puissent s'appliquer de façon générale pour des situations
27 similaires mais aussi que l'ensemble de la clientèle n'ait pas à payer pour des
28 services particuliers qui ne profitent qu'à quelques-uns.

³⁷ La durée d'amortissement utilisée est de 40 ans.

³⁸ L'expression demandeur-payeur est parfois utilisée à titre de synonyme.

³⁹ Dossier R-3535-2004, *Demande relative à la modification de certaines conditions de service liées à l'alimentation en électricité et des frais afférents*, pièce HQD-1, document 1, page 12.

1 À cet effet, le Législateur, par l'article 5 de la LRÉ, octroie à la Régie le pouvoir d'assurer « la
2 conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable
3 [...] des distributeurs »⁴⁰.

4 Par ailleurs, dans *94298 Canada Inc. c. Hydro-Québec*, la Régie mentionnait que cette
5 équité « doit être appréciée non seulement au plan individuel mais aussi au plan collectif »⁴¹.

6 Sur la base de ce principe, le Distributeur doit ainsi s'assurer que les coûts de ses services
7 reposent sur un partage équitable entre la partie incluse dans le service de base qui est
8 supportée par l'ensemble des clients et celle attribuable aux seuls clients qui font la
9 demande de services.

10 C'est sur cette base que le Distributeur a notamment proposé, dans le cadre de la phase 1,
11 d'étendre le service de base en souterrain à l'ensemble du territoire québécois. Cette
12 proposition, qui est en vigueur depuis le 1^{er} avril 2018, permet non seulement d'avoir des
13 règles uniformes pour des situations similaires à travers le territoire québécois, mais elle
14 permet également de faire en sorte que les demandes qui ne rencontrent pas le critère
15 minimal de densification électrique, établit comme relativement neutre du point de vue
16 tarifaire (section 2.2), soient payées par les clients à qui elles profitent, c'est-à-dire les
17 utilisateurs-payeurs.

4.1.2. Utilisateur-payeur

18 En vertu du principe de l'utilisateur-payeur, « les services particuliers s'adressant à certains
19 clients ou fournis à leur demande devraient être facturés à ces seuls clients »⁴². Ce principe
20 est complémentaire au principe d'équité présenté plus haut. Il fournit également une
21 indication aux clients que certaines interventions ponctuelles, tel un déplacement de poteau,
22 ne sont pas sans coût et doivent être facturées à ceux qui les demandent et qui en
23 bénéficient.

24 Le principe de l'utilisateur-payeur a constamment été confirmé par la Régie dans les
25 dernières années, notamment dans le contexte du prolongement de réseau en souterrain et
26 celui du choix d'un client d'opter pour un compteur non communicant.

27 D'abord, dans sa décision D-2006-116, la Régie stipule que « le prolongement souterrain est
28 plus dispendieux que le prolongement aérien et son gain est plus individuel que collectif [...]
29 [et] donc qu'il ne doit pas être subventionné mais plutôt fondé [...] sur le principe de
30 l'utilisateur-payeur »⁴³. Dans cette même décision, la Régie approuve également, sur la base
31 du principe de l'utilisateur-payeur, l'exemption de 100 m de ligne de distribution aérienne en
32 l'absence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout⁴⁴ et la hausse graduelle, sur une

⁴⁰ *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01, article 5.

⁴¹ Décision D-2006-137 (dossier P-110-1057), page 13.

⁴² Dossier R-3535-2004, *op. cit.*, page 12.

⁴³ Décision D-2006-116 (dossier R-3535-2004), page 25.

⁴⁴ *Ibid.*, page 19.

1 période de cinq ans, des frais de mise sous tension afin qu'ils reflètent les coûts réels
2 moyens⁴⁵.

3 Dans un tout autre domaine, la Régie, dans sa décision D-2012-128 qui fixait les frais et
4 conditions relatives à l'option de compteur non communicant, mentionne que le compteur
5 communicant est une mesure d'exception et qu'il s'inscrit en dehors du cadre de l'offre de
6 référence. À cet effet, la Régie est d'avis que le principe de l'utilisateur-payeur s'applique
7 dans les circonstances, « puisqu'il s'agit d'un choix personnel d'un client auquel doit être
8 associé l'obligation d'en assumer les coûts »⁴⁶.

9 Ainsi, si le client fait une demande ou opte pour une solution qui est au-delà du service de
10 base offert par le Distributeur et qui a pour effet de procurer des avantages individuels, le
11 Distributeur lui facture les coûts supplémentaires que cela lui occasionne. À titre d'exemple,
12 si un client demande l'enfouissement d'une ligne de distribution alors que les critères du
13 service de base ne sont pas rencontrés et que la solution technique de moindre coût
14 constitue un réseau de distribution aérien, les frais supplémentaires engendrés par cette
15 demande devront être assumés uniquement par ce client. Autrement, l'ensemble de la
16 clientèle, incluant les clients à faible revenu, assumera les coûts des travaux pour lesquels
17 elle ne peut bénéficier, créant par conséquent une pression à la hausse sur les tarifs. La
18 Régie fait ce constat dans sa décision D-2006-137⁴⁷ :

19 Le respect du principe de l'utilisateur-payeur permet que les tarifs d'électricité ne
20 subissent pas de pression à la hausse. Ainsi, les coûts d'un réseau souterrain (ou
21 d'un réseau aérien où il n'existe pas de système d'adduction d'eau) sont récupérés,
22 non pas de l'ensemble de la clientèle, mais plutôt de ceux qui demandent ces
23 services.

4.1.3. Neutralité tarifaire

24 La Régie réitère fréquemment dans ses décisions que « le principe de neutralité tarifaire est
25 un principe de base sur lequel l'ensemble des Tarifs et Conditions de service est fondé »⁴⁸.
26 Dans sa décision D-2006-137, la Régie résume d'ailleurs ce principe comme suit :

27 Les règles relatives aux prolongements de réseau ont toujours été élaborées en
28 tenant compte d'un autre principe, soit celui de la neutralité tarifaire, de manière à ce
29 que l'investissement du Distributeur n'exerce pas de pression à la hausse sur les
30 tarifs d'électricité.⁴⁹

31 De plus, dans sa décision D-2014-023, la Régie confirme l'importance de ce principe dans
32 l'établissement des CS :

⁴⁵ *Ibid.*, page 45.

⁴⁶ Décision D-2012-128 (dossier R-3788-2012) relative à la *Demande de fixation des tarifs et conditions de distribution d'électricité relative à une option d'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences*, paragraphes 93 et 94,

⁴⁷ D-2006-137 (dossier P-110-1057), page 11.

⁴⁸ Décision D-2014-023 (dossier P-110-2479), paragraphe 237. Voir également les décisions D-2006-116 (dossier R-3535-2004), D-2006-137 (dossier P-110-1057) (cette dernière décision a été confirmée en révision interne, à la Cour supérieure et à la Cour d'appel) et D-2014-105 (dossier P-110-2926).

⁴⁹ Décision D-2006-137 (dossier P-110-1057), page 14.

1 En ce qui a trait aux principes sous-jacents à l'établissement des Tarifs et des
2 Conditions de service, à la lecture des différentes décisions rendues dans le dossier
3 R-3535-2004 qui a revu l'ensemble des Conditions de service, notamment celles à
4 l'égard des demandes en alimentation d'électricité, ainsi qu'à la suite de l'examen des
5 Tarifs et des Conditions de service eux-mêmes, la Régie ne peut en venir qu'à la
6 conclusion que ces principes sont celui de l'utilisateur-payeur et celui de la neutralité
7 tarifaire.⁵⁰

8 De la sorte, « le principe de la neutralité tarifaire s'applique à tous les projets [...] quelle que
9 soit la réglementation municipale en vigueur et quelle que soit la demande du requérant »⁵¹.

10 Une demande spécifique d'un client, notamment pour un prolongement de réseau, ne doit
11 donc pas exercer une pression à la hausse injustifiée sur les tarifs d'électricité, notamment
12 en occasionnant des coûts d'investissement que le Distributeur n'aurait pas engendrés
13 autrement. Les CS servent, d'ailleurs, à éviter cette éventualité par la codification des
14 critères du service de base offert par le Distributeur en aérien et en souterrain et par la
15 délimitation claire des coûts assumés par l'ensemble de la clientèle et de ceux qui ne le sont
16 pas. Cette délimitation des coûts survient après avoir mis en balance les principes de l'équité
17 et de l'utilisateur-payeur avec d'autres éléments tels que, en matière de prolongement et de
18 modification de réseau, les contraintes techniques d'exploitation et de conception du réseau
19 de distribution d'électricité et les normes du Distributeur pour l'alimentation en électricité au
20 moindre coût pour l'ensemble de la clientèle.

4.2. Impact de la réglementation municipale sur la conception de réseau

21 La décision D-2013-166⁵², déjà citée, est particulièrement éclairante et pertinente
22 relativement au présent dossier. En effet, la Régie y confirme notamment l'application des
23 principes de l'équité et de l'utilisateur-payeur dans un contexte où un client, en l'occurrence
24 une municipalité, demande au Distributeur d'enfouir une partie du réseau de distribution
25 d'électricité à ses frais alors que la solution technique la plus optimale et la moins coûteuse
26 ne l'exige pas.

27 Dans cette décision, la Régie fait un survol des principales décisions ayant été rendues sur
28 la question de l'impact de la réglementation municipale sur la conception du réseau de
29 distribution d'électricité. Le Distributeur tient à faire un bref rappel de ces décisions
30 d'importances sur la question.

31 D'une part, dans *Hydro-Québec* et *Ville d'Anjou*, la Régie des télécommunications mentionne
32 que :

33 [...] il n'appartient pas à la Municipalité de dicter à Hydro-Québec les conditions
34 d'installation de ses équipements. Par conséquent, si Hydro-Québec démontre qu'il
35 est plus économique de fournir le service par voie aérienne et qu'aucun motif de
36 sécurité publique n'impose l'utilisation d'une voie souterraine, c'est le coût de ce
37 service de base qui doit s'imposer. Si alors la Municipalité désire, pour des motifs

⁵⁰ Décision D-2014-023 (dossier P-110-2479), paragraphe 233.

⁵¹ Décision D-2006-137 (dossier P-110-1057), page 15.

⁵² Dossier R-3841-2013, *Demande de fixation des conditions d'installation d'une partie du réseau de distribution d'électricité d'Hydro-Québec dans la Ville de Terrebonne*.

1 esthétisme, que ce service soit souterrain, il n'appartient pas à Hydro-Québec d'en
2 défrayer le coût. On ne doit pas oublier que les citoyens abonnés à Hydro-Québec
3 s'attendent à payer le plus bas prix possible pour le service obtenu. Comme il a déjà
4 été dit, imposer des coûts d'enfouissement à la requérante reviendrait à imposer à
5 l'ensemble des abonnés de l'électricité du territoire les coûts engendrés par la
6 décision particulière d'une municipalité.⁵³

7 Cette décision est maintenue par la Cour d'appel en 1994, alors que le juge Steinberg
8 confirme que :

9 [e]lle [Hydro-Québec] seule peut choisir la manière d'effectuer ces travaux que ce soit
10 par une installation aérienne ou souterraine. Une seule municipalité ne peut pas, par
11 sa réglementation, l'obliger à dépenser des sommes relativement disproportionnées
12 pour embellir ladite municipalité, sommes devant être éventuellement réparties entre
13 tous ses abonnés, même ceux qui n'en bénéficient pas.⁵⁴

14 D'autre part, comme mentionné par la Régie dans sa décision D-2014-105, lorsque le
15 Distributeur « conçoit son réseau de distribution sur un territoire, [il] doit intégrer les
16 prescriptions de la réglementation municipale »⁵⁵. Toutefois, afin d'assurer l'alimentation de
17 chacune des installations électriques visées par une demande, « [q]u'il s'agisse d'une
18 installation aérienne ou souterrain, il incombe au Distributeur de décider ce qui peut se faire
19 et comment cela doit se faire »⁵⁶. La réglementation municipale et les CS « ne vont pas
20 jusqu'à prévoir le design architectural du réseau de distribution d'électricité »⁵⁷. Ainsi, bien
21 que la réglementation municipale dicte à ces citoyens l'alimentation en souterrain ou en
22 arrière-lot, « [c]ela ne veut pas dire pour autant qu'il appartienne à l'ensemble des
23 consommateurs d'électricité de payer pour les travaux supplémentaires que peut amener
24 cette réglementation »⁵⁸.

5. PROPOSITIONS DU DISTRIBUTEUR

Proposition du Distributeur concernant le service de base en souterrain

25 Comme mentionné dans la phase 1, le Distributeur est soucieux de préserver un équilibre
26 entre le choix d'un client, notamment d'une municipalité pour ses citoyens, et l'offre d'un
27 service de base pour la conception du réseau de distribution⁵⁹.

28 Relativement au service de base en souterrain, toute réduction du critère minimal de
29 densification électrique ferait en sorte que l'ensemble de la clientèle assumerait les coûts
30 pour un choix individuel d'un client ou d'un groupe de clients, qui ne bénéficierait qu'à ceux-
31 ci.

⁵³ R.T. 89-022-A, 31 août 1989, pages 7 et suivantes.

⁵⁴ *Ville d'Anjou c. Hydro-Québec*, C.A Montréal n° 500-09-001249-895, 14 mars 1994, paragraphe 9.

⁵⁵ Décision D-2014-105 (dossier P-110-2629), paragraphe 55.

⁵⁶ Décision D-2012-122 (dossier P-110-2325), paragraphe 37.

⁵⁷ *Idem*.

⁵⁸ Décision D-2014-105, *op. cit.*, paragraphe 55.

⁵⁹ Pièce HQD-1, document 1 (révisée) (B-0105), page 39.

1 À cet égard, le Distributeur tient à rappeler que l'APCHQ a confirmé, lors des audiences de
2 la phase 1, que la modification des critères du service de base en souterrain ne viendra pas
3 influencer le nombre de mises en chantier⁶⁰, que la réglementation municipale est, dans
4 certains cas, l'un des déclencheurs pour la demande d'un réseau souterrain⁶¹ et que les
5 promoteurs peuvent influencer les municipalités sur cette question⁶². Toutefois, si le
6 promoteur prend l'initiative d'implanter un réseau souterrain, « c'est l'acheteur de l'habitation
7 ultimement qui va payer pour ces infrastructures »⁶³ et en bénéficiera par la suite.

8 Les modalités du service de base en souterrain en vigueur depuis le 1^{er} avril 2018, dont le
9 critère de DEM et le critère de distance minimale, respectent les principes de l'équité, de
10 l'utilisateur-payeur et de la neutralité tarifaire puisque la solution technique privilégiée lorsque
11 la densité électrique atteint 60 MVA par km² est une alimentation électrique en souterrain.

12 Ces modalités permettent d'élargir le service de base en souterrain pour le prolongement ou
13 la modification du réseau de distribution d'électricité à de nouvelles zones sur le territoire
14 québécois, tout en limitant l'impact tarifaire sur l'ensemble de la clientèle. À cet égard,
15 Hydro-Québec s'est engagé, dans son plan stratégique 2016-2020, à limiter les hausses
16 tarifaires de ses clients à un niveau inférieur ou égal à l'inflation.

17 Pour l'ensemble des raisons mentionnées, le Distributeur propose le maintien d'un critère de
18 DEM d'au moins 6 MVA par km sur une distance minimale de 2 km de réseau pour être
19 admissible au service de base en souterrain.

Proposition du Distributeur concernant le service de base en aérien arrière-lot

20 Comme mentionné dans la phase 1, l'alimentation aérienne en arrière-lot implique des
21 difficultés en matière d'entretien et d'exploitation, notamment en raison de l'accès limité au
22 réseau⁶⁴.

23 De plus, les temps de patrouille, donc les temps requis pour la localisation de défaut sur la
24 ligne de distribution, sont plus long pour un réseau en arrière-lot comparativement à un
25 réseau en avant-lot. Ainsi, une augmentation significative des demandes de prolongement
26 arrière-lot pourrait avoir un impact négatif sur la continuité du service des clients du
27 Distributeur.

28 Une telle architecture de réseau n'est pas optimale et ne représente généralement pas la
29 solution technique de moindres coûts. N'eut été de la demande de certains clients qui peut,
30 parfois, découler d'une réglementation municipale, le Distributeur ne privilégierait pas un
31 réseau aérien en arrière-lot.

⁶⁰ Notes sténographiques, 4 mai 2017 (A-0053), page 121.

⁶¹ Notes sténographiques, 4 mai 2017 (A-0053), pages 122-126.

⁶² Notes sténographiques, 4 mai 2017 (A-0053), pages 125-126.

⁶³ Notes sténographiques, 4 mai 2017 (A-0053), pages 126-127.

⁶⁴ Pièce HQD-1, document 1 (B-0105), page 35.

- 1 Bien que son inclusion dans le service de base aurait un faible impact tarifaire, le Distributeur
- 2 propose que le prolongement d'une ligne de distribution aérienne en arrière-lot demeure une
- 3 option dont le coût supplémentaire serait payé par le client.

ANNEXE A :

**ZONES ADMISSIBLES AU SERVICE DE BASE EN SOUTERRAIN SELON
LE CRITÈRE MINIMAL DE DENSIFICATION ÉLECTRIQUE**

FIGURE A-1 :
REPRÉSENTATION DES ZONES ADMISSIBLES DANS LA RÉGION DE MONTRÉAL AVEC UN CRITÈRE DE DEM D'AU MOINS 60 MVA PAR KM² SUR UNE DISTANCE MINIMALE DE 2 KM DE RÉSEAU



FIGURE A-2 :
REPRÉSENTATION DES ZONES ADMISSIBLES DANS LA RÉGION DE MONTRÉAL AVEC UN CRITÈRE DE DEM D'AU MOINS 50 MVA PAR KM² SUR UNE DISTANCE MINIMALE DE 2 KM DE RÉSEAU

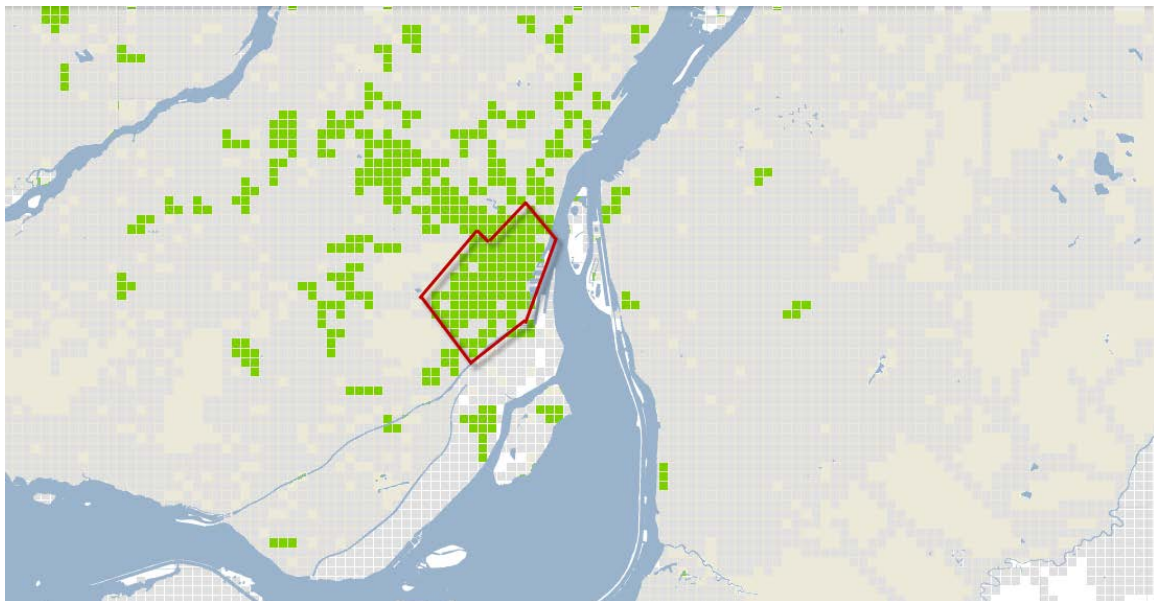


FIGURE A-3 :
REPRÉSENTATION DES ZONES ADMISSIBLES DANS LA RÉGION DE MONTRÉAL AVEC UN CRITÈRE DE DEM D'AU MOINS 40 MVA PAR KM² SUR UNE DISTANCE MINIMALE DE 2 KM DE RÉSEAU

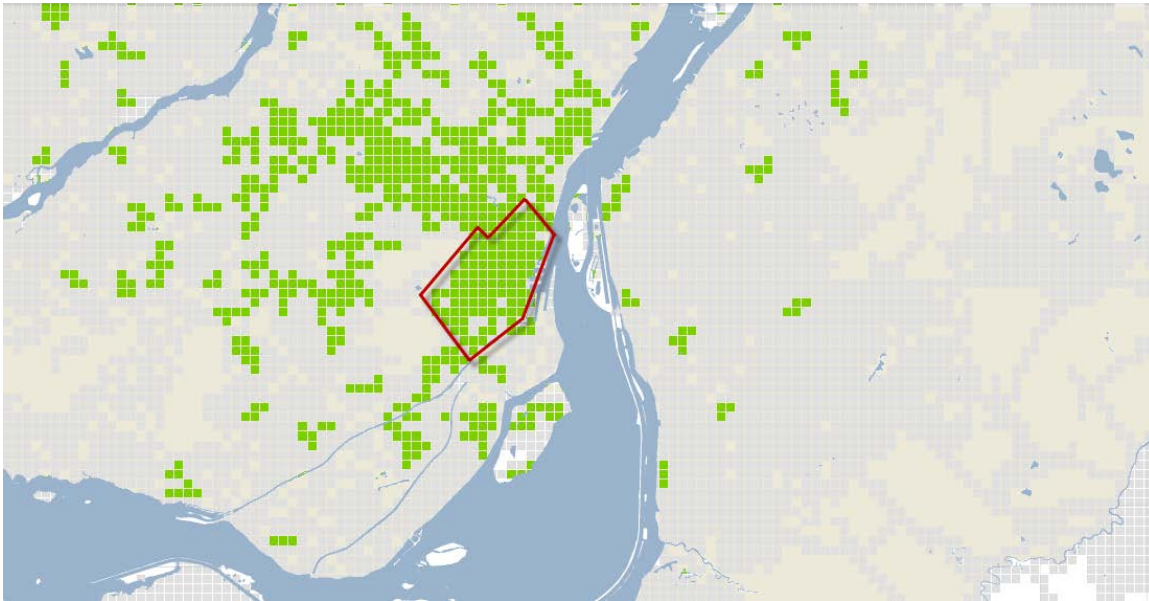


FIGURE A-4 :
REPRÉSENTATION DES ZONES ADMISSIBLES DANS LA RÉGION DE MONTRÉAL AVEC UN CRITÈRE DE DEM D'AU MOINS 22 MVA PAR KM² SUR UNE DISTANCE MINIMALE DE 2 KM DE RÉSEAU

