

**MODIFICATIONS AUX
CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ D'HYDRO-QUÉBEC**

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	5
2. CONTEXTE.....	6
3. STRUCTURE DES CONDITIONS DE SERVICE.....	7
4. ABONNEMENT AU SERVICE D'ÉLECTRICITÉ.....	8
4.1. Demande d'abonnement et résiliation	8
4.1.1. Critères applicables lors des demandes d'abonnement et de résiliation	9
4.1.2. Nouvelle gestion des lieux de consommation alimentés sans abonnement.....	11
4.1.3. Offre de service spécifique pour les propriétaires d'immeubles	13
4.2. Facturation	15
4.2.1. Fréquence de relève des données de consommation	15
4.2.2. Transmission des factures.....	16
4.2.3. Mode de versements égaux	16
4.2.4. Paiement des factures.....	19
4.2.5. Correction des factures	19
4.3. Dépôt et interruption.....	21
5. ALIMENTATION EN ÉLECTRICITÉ	22
5.1. Modalités du service de base	23
5.1.1. Branchement – aérien ou souterrain.....	24
5.1.2. Prolongement de ligne - aérien.....	24
5.1.3. Prolongement de ligne – souterrain.....	27
5.1.4. Modification de ligne aérienne ou souterraine	28
5.1.5. Modification d'une ligne monophasée à triphasée	29
5.2. Calcul du coût des travaux au-delà du service de base.....	29
5.2.1. Nouvelle structure de prix.....	29
5.2.2. Branchement aérien ou souterrain au-delà du service de base	30
5.2.3. Prolongement de ligne aérienne au-delà du service de base	30
5.2.4. Prolongement de ligne souterraine au-delà du service de base.....	31
5.2.5. Modification de ligne au-delà du service de base	32
5.2.6. Déplacement de ligne aérienne ou souterraine	32
5.2.7. Autres situations.....	32
5.3. Traitement des demandes.....	33
5.3.1. Servitudes	35
5.3.2. Gestion du risque	35
6. DROITS ET OBLIGATIONS	37
6.1. Difficultés d'accès ou modification requise lors de l'installation d'un appareillage de mesure	38
7. DONNÉES TECHNIQUES.....	39
7.1. Mesurage de l'électricité.....	40
8. CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE.....	40
8.1. Évaluation du risque.....	40
8.1.1. Établissement de la cote de crédit en cas de divergences entre les agences de notation	40
8.1.2. Paiements hebdomadaires pour les abonnements très risqués.....	41
8.1.3. Demande de dépôt aux abonnements très risqués.....	41
8.1.4. Nouvelle demande de dépôt pour les abonnements risqués	42
8.1.5. Autres changements	44

9. AUTRES CHANGEMENTS	44
9.1. Dispositions transitoires	44
9.2. Terminologie	44

ANNEXE A : EXTRAITS DE L'ÉTUDE DE STANDARD & POOR'S FINANCIAL SERVICES, DEFAULT, TRANSITION, AND RECOVERY: 2014 ANNUAL GLOBAL CORPORATE DEFAULT STUDY AND RATING TRANSITIONS, 30 AVRIL 2015	47
--	-----------

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Modalités liées à la correction de factures	21
Tableau 2 : Nouvelle grille de niveau de risque selon les cotes de crédit	43
Tableau 3 : Modalités en matière de gestion du risque visant la clientèle de grande puissance	43

1. INTRODUCTION

1 Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) demande à la Régie de
2 l'énergie (la Régie) d'approuver les modifications qu'il propose aux *Conditions de service*
3 *d'électricité d'Hydro-Québec* (CSÉ) et aux frais et prix liés au service d'électricité.

4 La demande a notamment pour but de modifier certaines modalités relatives à l'abonnement
5 et à l'alimentation, en continuité avec les changements au texte des articles des CSÉ
6 amorcés dans le dossier tarifaire 2015-2016¹.

7 Les modifications proposées aux CSÉ et aux divers frais administratifs et prix liés à
8 l'alimentation électrique reflètent les actions du Distributeur visant à :

- 9 • améliorer la satisfaction de la clientèle ;
- 10 • réduire les délais et simplifier le traitement des demandes.

11 Dans la refonte des CSÉ, le Distributeur a ainsi mis l'accent sur les éléments suivants :

- 12 • simplifier le texte des CSÉ par une révision globale de la structure, des concepts et
13 de la terminologie ;
- 14 • faire évoluer les CSÉ en favorisant des processus plus efficaces dans une structure
15 reflétant davantage la suite logique du parcours habituel du client dans sa relation
16 contractuelle avec le Distributeur ;
- 17 • revoir les modalités de l'abonnement et les frais de nature administrative en fonction
18 des possibilités qu'offrent les nouvelles technologies ;
- 19 • revoir les modalités de l'alimentation afin que les CSÉ favorisent une gestion plus
20 efficace et équitable des demandes, en plus de préciser les notions liées au service
21 de base ;
- 22 • simplifier la structure des frais et prix liés à l'alimentation de l'électricité en favorisant
23 une approche forfaitaire.

24 Au cours de 2014 et 2015, le Distributeur a rempli son engagement, pris dans le cadre du
25 dossier tarifaire 2015-2016, de consulter les groupes de clients visés par la refonte des CSÉ.
26 Le bilan des consultations réalisées, ainsi que les documents produits à cet égard, sont
27 présentés aux pièces HQD-5, documents 1, 2, 3 et 4. Ces rencontres ont permis d'alimenter
28 la réflexion du Distributeur et de faire évoluer certains concepts et stratégies présentés lors
29 de ces consultations.

30 Le présent document décrit les modifications proposées aux modalités des CSÉ et présente
31 leurs justifications. La proposition du Distributeur portant sur le déroulement du présent
32 dossier est présentée à la pièce HQD-2, document 1. L'argumentaire au soutien des
33 propositions du Distributeur concernant les frais de service et les prix des interventions

¹ Dossier R-3905-2014, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016*.

1 simples sur le réseau de distribution, les prix pour prolongement et modification du réseau de
2 distribution et les grilles des frais et prix liés au service d'électricité est présenté
3 respectivement aux pièces HQD-4, documents 1, 2, 3 et 4. Finalement, le sommaire des
4 décisions antérieures se trouve à la pièce HQD-6, document 1.

5 Le texte des CSÉ figure à la pièce HQD-3, document 1 et un tableau de concordance, à la
6 pièce HQD-3, document 3, aide le lecteur à faire le lien avec les articles des présentes CSÉ.
7 Ces pièces seront déposées ultérieurement. Ainsi, pour simplifier la lecture, les articles
8 mentionnés dans le présent document sont les articles actuels des CSÉ. La version anglaise,
9 qui sera déposée comme pièce HQD-3, document 2, sera produite lorsque l'examen du texte
10 français des CSÉ aura été complété et que la Régie aura rendu sa décision sur les modalités
11 proposées.

2. CONTEXTE

12 Près de 10 ans se sont écoulés depuis la dernière refonte des CSÉ et des frais liés au
13 service d'électricité. Le Distributeur a depuis introduit de nouvelles technologies dans ses
14 activités et modernisé son organisation, afin d'améliorer son efficacité et la qualité de son
15 service.

16 Les outils de mobilité et les appareils intelligents font dorénavant partie de l'environnement
17 de la clientèle. Les clients ont maintenant accès à plusieurs moyens de communication
18 électroniques offerts par leurs fournisseurs de service pour s'informer et effectuer diverses
19 transactions. Les attentes de la clientèle ont également évolué relativement aux types de
20 réseau de distribution (aérien versus souterrain, avant-lot versus arrière-lot) à privilégier pour
21 l'alimentation électrique.

22 S'appuyant sur des solutions technologiques éprouvées, le Distributeur fait évoluer son offre
23 de services dans l'optique de simplifier la relation contractuelle avec ses clients et répondre
24 plus adéquatement à leurs attentes.

25 À titre d'exemple, le Distributeur peut compter sur les possibilités offertes par les compteurs
26 communicants pour améliorer ses façons de faire. Parmi ces améliorations se trouvent la
27 détection plus rapide et plus fine des pannes, la plus grande fiabilité de la facturation et
28 l'utilisation de la fonction d'interruption et de remise en service à distance. L'important
29 volume de compteurs communicants installés² amène le Distributeur à proposer une révision
30 de certaines modalités des CSÉ et des frais des interventions lorsque cette nouvelle
31 technologie a un impact sur les façons de faire du Distributeur.

32 De plus, le Distributeur a introduit une plateforme mobile (tablettes électroniques), utilisée
33 par les équipes sur le terrain, pour la réalisation et l'ordonnancement des travaux selon les
34 besoins et les priorités. L'utilisation de cette technologie a permis d'améliorer les
35 interventions simples auprès des clients, notamment en favorisant le respect des délais visés

² À ce jour, plus de 3,6 millions de compteurs communicants sont installés, ce qui représente plus de 93 % du parc de compteurs de toutes les clientèles, à l'exception des clients grande puissance.

1 pour répondre à leurs demandes. L'introduction de nacelles compactes pour réaliser les
2 travaux sur le réseau de distribution, qui permet au Distributeur de proposer des
3 modifications à son offre de référence, représente un autre exemple.

4 Dans ce contexte, le Distributeur est d'avis que sa clientèle et ses employés tireront
5 avantage d'une structure des CSÉ plus conforme au parcours habituel du client tout au long
6 de sa relation contractuelle avec le Distributeur. L'utilisation d'un langage plus clair
7 contribuera en outre à faciliter la compréhension des CSÉ, à en simplifier l'application et à
8 réduire les interprétations possibles. Concernant les frais et prix liés au service d'électricité,
9 particulièrement les prix liés à l'alimentation en électricité, le Distributeur est également
10 d'avis qu'il doit privilégier une approche favorisant une gestion plus efficace des demandes
11 et une meilleure prévisibilité des coûts pour la clientèle.

12 C'est à la lumière des attentes de sa clientèle, en tirant profit de technologies éprouvées et
13 dans une perspective d'amélioration continue de ses processus, que le Distributeur présente
14 sa refonte des CSÉ et des frais et prix afférents.

3. STRUCTURE DES CONDITIONS DE SERVICE

15 Le Distributeur propose de structurer les CSÉ en regroupant l'information de même nature
16 (par exemple, les données de nature technique) à l'intérieur d'une partie dédiée afin de
17 faciliter les repères et d'éviter le plus possible les renvois.

18 Afin de favoriser la compréhension du texte des CSÉ, le Distributeur s'est inspiré d'une
19 tendance dont le Barreau du Québec fait état dans le document « Le langage clair : un outil
20 indispensable à l'avocat »³. Il a également demandé à des linguistes de prendre part à la
21 révision du texte. Cette révision se traduit par des CSÉ mieux structurées et des articles plus
22 compréhensibles pour le client.

23 De façon plus détaillée, le Distributeur privilégie la disposition des articles en fonction du
24 parcours du client le plus fréquemment rencontré. Ainsi, le client pourra avoir rapidement
25 accès aux principales informations liées à son abonnement et au besoin, il pourra consulter
26 le lexique des définitions versé en annexe des CSÉ. Par ailleurs, la partie Droits et
27 obligations regroupe notamment les renseignements sur la responsabilité du Distributeur
28 ainsi que celle de ses clients et sur la sécurité des biens et des personnes.

29 Considérant la structure dorénavant préconisée, le Distributeur propose de scinder la
30 présente pièce en sous-thèmes :

- 31 • Abonnement au service d'électricité ;
- 32 • Alimentation en électricité ;
- 33 • Droits et obligations ;
- 34 • Données techniques ;

³ <https://www.barreau.qc.ca/pdf/publications/guide-langage-clair.pdf>.

- 1 • Clientèle de grande puissance ;
- 2 • Autres changements.

4. ABONNEMENT AU SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

3 La partie Abonnement au service d'électricité des CSÉ regroupe les modalités relatives aux
4 différentes étapes d'un abonnement. Ainsi, le client trouvera dans les premières pages des
5 CSÉ toutes les modalités pertinentes à la demande d'abonnement, la facturation, la
6 correction des factures et la résiliation de son abonnement. Ces quelques pages répondront
7 aux besoins de la plupart des clients du Distributeur. Les autres chapitres portent sur des
8 situations plus spécifiques, soit les modalités de demandes de dépôt et les conditions
9 relatives à l'interruption et au rétablissement du service d'électricité.

10 Dans la simplification des concepts et du texte, le Distributeur a pris en compte les
11 commentaires émis par Union des consommateurs (UC), Option consommateurs (OC) et la
12 Corporation des propriétaires immobiliers du Québec (CORPIQ), à la suite de la rencontre de
13 consultation portant sur les modifications des CSÉ, volet Abonnement, du 16 octobre 2015
14 (la séance de travail du 16 octobre 2015).

4.1. Demande d'abonnement et résiliation

15 Le Distributeur tient à simplifier l'accès à ses services et rendre les clients autonomes dans
16 la gestion de leurs comptes et le suivi de leurs demandes. Cette orientation se traduit par la
17 diversification de l'offre et par la facilité d'utilisation des libres-services disponibles sur le
18 site Web d'Hydro-Québec à partir d'un ordinateur ou d'un appareil mobile. Le Distributeur
19 entend également tirer profit des moyens de communication électroniques (Web, courriel et
20 téléphone mobile) afin de transmettre des documents et d'informer les clients.

21 En 2016, près de 1,4 million de clients sont inscrits à un *Espace client* et 24 % des clients
22 sont abonnés à la facture Internet et reçoivent un avis d'émission de leur facture par voie
23 électronique.

24 L'*Espace client* permet notamment aux clients de consulter leur solde à payer, de signaler un
25 déménagement, de s'inscrire à la facture Internet, de suivre leur consommation et leur coût
26 d'électricité et d'obtenir des conseils personnalisés permettant de réaliser des économies sur
27 leur facture.

28 Depuis 2015, le nouveau portail Web dédié aux propriétaires d'immeubles locatifs a été mis
29 en place afin de leur permettre de consulter, à même leur *Espace client*, les informations
30 relatives à chacune de leurs unités locatives, et ce, sans avoir à communiquer par téléphone
31 avec les services à la clientèle du Distributeur. Ainsi, le propriétaire peut notamment savoir si
32 une de ses unités est sans abonnement ou si un déménagement ou un emménagement est
33 signalé.

1 Par ailleurs, le Distributeur souhaite utiliser et faire bénéficier ses clients des avantages de la
2 fonction d'interruption et de remise en service à distance des compteurs communicants lors
3 des emménagements et des déménagements⁴. Le Distributeur désire refléter et intégrer
4 cette nouvelle réalité dans le contrat le liant à ses clients.

5 Ainsi, le Distributeur propose des modifications aux modalités relatives à la demande et à la
6 résiliation de l'abonnement prévues aux CSÉ. Ces changements consistent à :

- 7 • modifier les critères applicables lors des demandes d'abonnement et de résiliation
8 et les simplifier pour un plus grand nombre de clients (section 4.1.1) ;
- 9 • modifier la gestion des lieux de consommation alimentés alors qu'il n'y a pas
10 d'abonnement (section 4.1.2) ;
- 11 • moderniser les pratiques en place pour le traitement des demandes des
12 propriétaires d'immeubles locatifs (section 4.1.3).

4.1.1. Critères applicables lors des demandes d'abonnement et de résiliation

13 En matière de demandes d'abonnement, le Distributeur fait les deux constats suivants :

- 14 • le traitement d'une demande d'abonnement d'un client résidentiel dont l'installation
15 électrique est de plus de 200 A n'est pas plus complexe que celui d'une demande
16 visant une installation électrique de 200 A ou moins pour un même type de client ;
- 17 • les caractéristiques des abonnements à un tarif de petite puissance sont similaires
18 en plusieurs points à ceux des abonnements à un tarif domestique, notamment de
19 viser en grande majorité des installations électriques de 200 A et moins.

20 Dans ces circonstances, le Distributeur propose des modifications aux articles 5.1 et 7.1 des
21 CSÉ afin de simplifier et d'uniformiser, pour un plus grand nombre de clients, le processus lié
22 à la demande d'abonnement et à la demande de résiliation.

Situation actuelle

23 Depuis le 1^{er} avril 2015⁵, en vertu de l'article 5.1 des CSÉ, les clients dont l'installation
24 électrique existante est de 200 A et moins peuvent faire leur demande par téléphone, par
25 écrit ou par voie électronique. S'il s'agit d'une nouvelle installation électrique ou si celle-ci est
26 de plus de 200 A, les clients doivent alors faire leur demande d'abonnement par écrit ou par
27 voie électronique uniquement.

28 Pour ce qui est de la résiliation de l'abonnement, en regard de l'article 7.1 des CSÉ, les
29 préavis sont différents selon l'usage :

⁴ Dossier R-3770-2011, *Demande d'autorisation pour réaliser le projet lecture à distance – phase 1*, pièce HQD-1, document 1 (B-0006), page 32.

⁵ Décision D-2015-018, paragraphe 833.

- 1 • les clients dont l'abonnement est pour un usage domestique doivent donner un
2 préavis de résiliation d'au moins 7 jours francs par téléphone, par écrit ou par voie
3 électronique ;
- 4 • les clients dont l'abonnement est pour un usage autre que domestique doivent
5 donner un préavis de résiliation écrit d'au moins 30 jours francs.

6 Dans les deux cas, si le client fait sa demande de résiliation dans un délai qui est en deçà de
7 celui prévu, il conserve la responsabilité du lieu de consommation jusqu'à concurrence du
8 délai prévu, à moins qu'une demande d'abonnement ne soit faite entre-temps.

9 L'article 7.1 prévoit aussi des délais de préavis différents s'il s'agit d'un abonnement de
10 courte durée, pour un service temporaire ou pour un service d'éclairage public.

Proposition

11 Le Distributeur souhaite modifier et harmoniser les critères utilisés aux articles 5.1 et 7.1.

12 Ainsi, le Distributeur propose d'utiliser le tarif de l'abonnement pour catégoriser les canaux
13 disponibles pour faire la demande d'abonnement et de résiliation de l'abonnement. Cette
14 modification permettra l'utilisation d'un concept clair et accessible à tous, tout en permettant
15 une uniformité de traitement pour les mêmes types de clients.

16 Le Distributeur propose également de simplifier et d'offrir, pour plus de clients, un plus grand
17 choix de moyens pouvant être utilisés pour effectuer une demande d'abonnement. Pour les
18 abonnements à un tarif domestique ou de petite puissance, la demande pourra être
19 effectuée par téléphone ou par écrit, c'est-à-dire par voie électronique, par la poste ou par
20 télécopieur.

21 Pour ce qui est de la résiliation d'abonnement, le Distributeur propose, par souci
22 d'harmonisation, que les clients ayant un abonnement à un tarif domestique, à un tarif de
23 petite puissance ou pour un service temporaire puissent également présenter leur demande
24 par écrit ou par téléphone.

25 Avec ces deux propositions, le Distributeur aurait permis à 20 % de plus de clients de
26 réaliser leur demande d'abonnement ou de résiliation par téléphone en 2015
27 comparativement à ce qui est permis de faire avec les critères actuellement en place. Le
28 Distributeur encourage ses clients, lorsque c'est possible, à utiliser les libres-services pour
29 effectuer leur demande d'abonnement.

30 Enfin, toujours pour les clients dont l'abonnement est assujéti à un tarif domestique, à un
31 tarif de petite puissance ou pour un service temporaire, le Distributeur propose de retirer
32 l'obligation du préavis nécessaire à la résiliation de l'abonnement. Ces clients seront donc en
33 mesure de mettre fin à leur abonnement le jour de leur demande ou à une date ultérieure
34 précisée par le client. Pour tous les autres abonnements, le préavis de 30 jours par écrit
35 demeurera en place.

1 En complément, le Distributeur propose aussi de retirer la notion de terme initial minimum
2 pour l'ensemble des abonnements étant donné qu'elle est déjà traitée dans les *Tarifs*
3 *d'électricité d'Hydro-Québec* (les Tarifs) et que son retrait a peu d'impact sur les activités du
4 Distributeur.

4.1.2. **Nouvelle gestion des lieux de consommation alimentés sans abonnement**

5 La gestion des abonnements est une activité majeure pour le Distributeur qui y consacre des
6 efforts importants, notamment en ce qui concerne les locaux alimentés, mais sans
7 abonnement pour le service d'électricité.

8 Dans la gestion des abonnements, le Distributeur fait face aux situations suivantes :

- 9 • à la suite de la résiliation de l'abonnement, dans plus de 40 % des cas, il n'y a
10 aucun nouveau client pour le service d'électricité pour la période subséquente ;
- 11 • pour les unités locatives, dans plus de 20 % des cas, le Distributeur ne possède
12 aucune information sur l'identité du propriétaire (nom et coordonnées).

13 Le Distributeur est conscient que les simplifications proposées aux articles 5.1 et 7.1
14 mentionnées précédemment ne permettront pas d'éviter toutes ces situations. Dans une
15 volonté d'une meilleure gestion des abonnements et afin de tirer profit des nouvelles
16 technologies à sa disposition, le Distributeur souhaite apporter des modifications au
17 processus d'emménagements et de déménagements, plus particulièrement aux pratiques et
18 aux CSÉ liées à l'interruption de service des lieux alimentés sans abonnement
19 (communément appelés les « locaux vacants »).

Situation actuelle

20 À la suite d'une résiliation de l'abonnement, en vertu de l'article 12.3 des CSÉ, le Distributeur
21 n'a pas l'obligation de maintenir le service d'électricité s'il n'y a aucun abonnement conclu
22 pour la période qui suit. Le service d'électricité peut être interrompu à la suite de l'envoi d'un
23 avis d'interruption, tel que cela est spécifié à l'article 12.6.

24 S'il s'agit d'un immeuble pour lequel le Distributeur possède les informations et les
25 coordonnées du propriétaire, l'avis prévu à l'article 6.7 est envoyé à ce dernier avant la
26 résiliation de l'abonnement afin de connaître ses intentions quant au maintien du service
27 d'électricité au lieu de consommation. À compter de la date de l'envoi de l'avis, le propriétaire
28 a sept jours francs pour exercer un des choix suivants :

- 29 • devenir titulaire de l'abonnement ;
- 30 • refuser par écrit la responsabilité puisqu'un locataire prend ou prendra
31 prochainement la responsabilité ;
- 32 • refuser par écrit la responsabilité et demander la cessation de la livraison de
33 l'électricité.

1 Si le propriétaire ne répond pas à l'avis écrit envoyé par le Distributeur, il est réputé avoir
2 accepté la responsabilité et devient donc client. Si le propriétaire refuse la responsabilité
3 puisqu'un locataire prend ou prendra prochainement la responsabilité, ce dernier doit
4 contacter le Distributeur pour faire sa demande d'abonnement. En cas contraire, le service
5 d'électricité au lieu visé se trouve à être sans abonnement et sans client et peut donc être
6 interrompu en vertu de l'article 12.3, à moins qu'une demande d'abonnement ne soit
7 effectuée dans l'intervalle.

8 Si le Distributeur ne possède pas les coordonnées du propriétaire du lieu de consommation,
9 aucun avis n'est envoyé préalablement à la résiliation et le service d'électricité peut être
10 interrompu si aucune demande d'abonnement n'est reçue. Le cas échéant, un avis
11 d'interruption de service adressé à l'occupant du lieu est envoyé au préalable.

12 À titre illustratif, le Distributeur a procédé à l'interruption du service de près de 4 000 lieux de
13 consommation en 2015. Le Distributeur a envoyé près de 175 000 avis aux propriétaires
14 d'immeubles locatifs pour lesquels, sept jours francs avant la date de résiliation par leurs
15 locataires, il n'avait toujours pas reçu de nouvelle demande d'abonnement au lieu visé.

Proposition

16 Jusqu'à présent, le Distributeur n'a pas systématiquement mis en œuvre son droit
17 d'interrompre le service des lieux alimentés sans abonnement puisque cela représentait une
18 démarche coûteuse et complexe, en raison notamment du fort volume et de la nécessité de
19 déplacer un agent pour ce faire. Avec les nouvelles technologies, le Distributeur peut
20 maintenant procéder à ces interruptions plus rapidement et à moindre coût sur l'ensemble du
21 territoire.

22 Le Distributeur souhaite clarifier la notion de lieux alimentés sans abonnement et réduire les
23 délais d'intervention pouvant mener à une interruption de service pour ces cas précis.

24 D'abord, le Distributeur propose de modifier le 9^e paragraphe du 1^{er} alinéa de l'article 12.3
25 afin de le rendre plus clair et plus cohérent avec sa pratique actuelle. Ce paragraphe prévoit
26 actuellement que le Distributeur peut interrompre le service si l'occupant, le locataire,
27 l'administrateur ou le propriétaire utilise l'électricité sans avoir conclu un abonnement.

28 Cela implique qu'il y a un client potentiel et que ce dernier n'a pas conclu d'abonnement.
29 Toutefois, il se peut aussi qu'il n'y ait aucun client potentiel connu et que le lieu soit, pour le
30 Distributeur, tout simplement sans abonnement. Sur ce point, le Distributeur ne dispose
31 d'aucun moyen raisonnable et peu coûteux pour valider la présence d'un client potentiel. Le
32 Distributeur est aussi d'avis qu'il est de la responsabilité de tout client d'effectuer sa
33 demande d'abonnement ou de faire la mise à jour des informations apparaissant à son
34 dossier. Pour ces raisons, le Distributeur propose de modifier le paragraphe 9 en précisant
35 qu'il peut interrompre le service si un lieu de consommation est alimenté sans abonnement.

36 De plus, le délai de huit jours francs de l'avis d'interruption (article 12.6 des CSÉ) représente
37 un délai supplémentaire pendant lequel de l'énergie est consommée sans être facturée, en
38 l'absence de demande d'abonnement et de client.

1 Le Distributeur propose de retirer l'obligation d'envoyer un avis d'interruption de service et
2 d'interrompre le service d'électricité lorsqu'un lieu de consommation est alimenté sans
3 abonnement. Le Distributeur est d'avis qu'en l'absence d'un abonnement à un lieu de
4 consommation, il n'est pas dans l'obligation de poursuivre la livraison de l'électricité aux frais
5 de l'ensemble de la clientèle. Cette proposition assure ainsi une facturation de toute l'énergie
6 consommée dans ce cas précis.

7 Le Distributeur réitère qu'il est de la responsabilité du client de faire sa demande
8 d'abonnement en bonne et due forme pour s'assurer du service d'électricité lors de son
9 arrivée dans un lieu de consommation. La fonction d'interruption et de remise en service à
10 distance fait en sorte que pour la très grande majorité des abonnements, le service
11 d'électricité sera rétabli rapidement une fois la demande d'abonnement reçue et traitée. Si la
12 modalité est acceptée par la Régie, une campagne de publicité est prévue pour informer la
13 clientèle de l'importance d'effectuer sa demande d'abonnement avant son emménagement.

14 Par ailleurs, le Distributeur tient à souligner que sa proposition viendra clarifier la question
15 des contestations de responsabilité qui surviennent lorsque les demandes d'abonnement et
16 de résiliation n'ont pas été faites dans les délais prévus. En effet, puisque le service
17 d'électricité sera interrompu sans préavis à la suite de la résiliation d'un abonnement si
18 aucun autre abonnement n'est conclu, la responsabilité du client suivant ne débutera qu'une
19 fois sa demande d'abonnement traitée par le Distributeur. Le début et la fin de l'abonnement
20 seront donc, dans ce cas, clairement définis par l'interruption de service.

21 En cohérence avec sa stratégie de gestion, le Distributeur propose de modifier l'article 12.9
22 des CSÉ pour ne plus appliquer les frais d'interruption et les frais de mise sous tension dans
23 les cas où l'interruption est liée au fait qu'aucun abonnement au service d'électricité n'a été
24 conclu à un lieu de consommation.

4.1.3. Offre de service spécifique pour les propriétaires d'immeubles

25 Dans le cadre de la gestion de ses abonnements, le Distributeur souhaite moderniser ses
26 pratiques et son processus de gestion des lieux de consommation à vocation locative sans
27 abonnement en tirant profit des nouvelles technologies, notamment les libres-services et la
28 fonction d'interruption et de remise en service à distance, et des mesures proposées pour les
29 lieux de consommation sans abonnement.

Situation actuelle

30 Les articles 6.7 et 6.8 des CSÉ présentent les modalités applicables aux propriétaires
31 d'immeubles à l'égard du service d'électricité pour leurs unités locatives. La plupart de ces
32 modalités ont pris effet à la suite de la décision D-2001-060⁶. À titre d'exemple, l'article 6.7
33 décrit les obligations des propriétaires d'immeubles locatifs lorsqu'une de leurs unités est
34 sans abonnement, alors que l'article 6.8 présente les conditions entourant la cessation de la

⁶ Décision D-2001-060, pages 30 à 33.

1 livraison de l'électricité à la demande du propriétaire, soit les obligations et les frais associés
2 à ce type de demandes.

Proposition

3 Le Distributeur souhaite que les propriétaires puissent signifier leur intention à partir de leur
4 portail Web dédié lorsque leurs unités locatives deviennent alimentées sans abonnement.
5 Cette proposition fait suite à la requête de la CORPIQ émise dans le cadre du dossier
6 R-3905-2014 de « signifier par voie électronique [l']intention quant au refus du service
7 électrique dans un local qui est devenu vacant »⁷.

8 À cet effet, le Distributeur propose de bonifier les fonctionnalités disponibles sur le portail
9 Web dédié aux propriétaires d'immeubles afin qu'ils fassent le choix entre :

- 10 • refuser systématiquement la responsabilité du service d'électricité à la suite de la
11 résiliation de l'abonnement d'un locataire et, conséquemment, rendre l'unité locative
12 admissible à une interruption de service ;
- 13 • être toujours responsable du service d'électricité des unités locatives à la suite de la
14 résiliation de l'abonnement d'un locataire.

15 Dans ce dernier cas, le propriétaire recevra une confirmation d'abonnement dans son
16 *Espace client* et sera exempté des « frais d'abonnement »⁸. De plus, le Distributeur tient à
17 mentionner que le propriétaire peut d'ores et déjà s'inscrire à une série de courriels d'alerte,
18 notamment lorsqu'un changement relatif à un déménagement est signalé ou que le service
19 d'électricité est interrompu pour une de ses unités de location.

20 Le propriétaire indiquera son choix pour chacune ou toutes les unités locatives. Le
21 Distributeur appliquera la décision prise par le propriétaire toutes les fois qu'une de ses
22 unités locatives devient sans abonnement. Cette décision viendra ainsi remplacer le refus
23 écrit qui doit actuellement être envoyé au Distributeur chaque fois qu'une unité devient
24 potentiellement sans abonnement. Il est à noter que le propriétaire pourra cependant
25 modifier à tout moment ce choix, et ce, sans frais, dans la mesure qu'il y a un client au lieu
26 de consommation.

27 En contrepartie, si le propriétaire fait son choix une fois l'abonnement du locataire résilié ou
28 présente une demande d'abonnement qui est contraire au choix fait par l'entremise de son
29 *Espace client*, les frais d'abonnement lui seront alors facturés, sauf si cette demande est
30 effectuée par le Web ou par téléphone par l'entremise de la réponse vocale interactive (RVI).
31 Enfin, si le propriétaire fait défaut d'indiquer son choix pour une unité locative, cette dernière
32 sera considérée comme un lieu de consommation sans abonnement et sera interrompue
33 selon la proposition décrite à la section 4.1.2.

⁷ Dossier R-3905-2014, pièce C-CORPIQ-0013, *Mémoire amendé de la Corporation des propriétaires immobiliers du Québec*, 3 décembre 2014, page 21.

⁸ L'appellation « frais d'abonnement » remplace les termes « frais de gestion de dossier » et « frais d'ouverture de dossier » prévus à l'article 5.2. Le détail du changement est présenté à la pièce HQD-4, document 2.

1 De plus, certaines exceptions seront aussi offertes aux propriétaires. Par exemple, un
2 propriétaire ayant choisi de ne jamais être responsable du service d'électricité pourrait
3 notamment faire le choix d'être toujours responsable durant la période d'hiver, soit du
4 1^{er} décembre au 31 mars, si un de ses lieux de consommation devient sans abonnement.
5 Cette exception permettrait d'éviter les conséquences d'une interruption du service
6 d'électricité effectuée en période hivernale.

7 Le Distributeur est d'avis que les propriétaires ont la responsabilité de tenir à jour les
8 informations liées à leurs unités locatives et de signaler, le cas échéant, l'ajout ou le retrait
9 d'une unité sous leur responsabilité. En rendant possible ces actions ainsi que la
10 programmation du choix des propriétaires à même leur *Espace client*, le Distributeur fournit à
11 ceux-ci une liberté et une facilité de traitement des arrivées et des départs de leurs locataires
12 au fur et à mesure des changements, sans avoir besoin de le contacter.

13 En tant que distributeur d'électricité, le Distributeur ne s'immisce pas dans les relations entre
14 locataire et locateur. Le Distributeur agit en fonction des informations qu'il a en sa
15 possession et livre l'électricité à un lieu précis tant et aussi longtemps qu'un abonnement est
16 actif. Si un lieu de consommation se retrouve sans abonnement et sans propriétaire connu, il
17 est de son droit d'interrompre, même en période hivernale, le service d'électricité sans être
18 imputable des conséquences de cette interruption.

19 Considérant que l'*Espace client* représente pour les propriétaires l'outil idéal pour suivre les
20 abonnements au service d'électricité de leurs unités locatives, le Distributeur propose de
21 retirer à l'article 6.7 l'avis destiné aux propriétaires afin de connaître leurs intentions quant au
22 maintien du service d'électricité.

4.2. Facturation

4.2.1. *Fréquence de relève des données de consommation*

23 Les modalités de la relève prévues à l'article 11.1 des CSÉ s'appliquent à tout type de
24 compteur, qu'il s'agisse de compteurs communicants permettant la relève à distance ou de
25 technologies exigeant une relève avec déplacement d'un agent.

Modifications proposées

26 Le Distributeur souhaite distinguer les modalités pour la relève à distance de celles pour la
27 relève avec déplacement.

28 Lorsque l'électricité est mesurée par un compteur qui permet de faire la relève à distance, le
29 Distributeur propose de ne plus indiquer les délais pour effectuer la relève. En effet, dans ce
30 cas, il utilise les données de consommation obtenues du compteur en fonction des
31 fréquences de facturation prévues à l'article 11.2.

32 Le Distributeur n'apporte aucun changement pour les compteurs à puissance qui requièrent
33 un déplacement puisque, dans ce cas, un releveur doit se rendre au lieu de consommation
34 pour obtenir les données enregistrées par le compteur et faire la remise à zéro de l'appareil.

1 Cette démarche est spécifiquement requise pour ces types de compteurs afin que l'électricité
2 consommée soit facturée adéquatement et conformément aux Tarifs.

3 En ce qui a trait à la fréquence de relève avec déplacement pour les abonnements dont
4 seule l'énergie est facturée, le Distributeur propose quelques ajustements pour refléter la
5 pratique actuelle et se conformer à la décision D-2014-164 dans laquelle la Régie
6 reconnaissait « qu'un minimum de trois relèves par année est nécessaire »⁹. À cet effet, il
7 propose de regrouper les paragraphes 1o et 4o et de modifier la fréquence d'environ tous les
8 120 jours pour au moins 3 fois par année.

9 Enfin, le Distributeur propose d'ajouter à l'article 11.1 une modalité prévoyant qu'aucun délai
10 pour la relève des données de consommation ne sera appliqué s'il ne dispose pas des accès
11 prévus à cet article.

4.2.2. Transmission des factures

12 Avec l'implantation des compteurs communicants, le Distributeur est désormais en mesure
13 d'obtenir les données réelles de consommation aux fins de facturation, tant pour un
14 abonnement actif que pour la facture finale. Par conséquent, à l'article 11.2 des CSÉ, le
15 Distributeur propose de réduire le délai de transmission de facture de 90 à 70 jours, dans le
16 cas d'un abonnement pour lequel seule l'énergie est facturée, et de l'augmenter de 30 à
17 35 jours dans le cas d'un abonnement où l'énergie et la puissance sont facturées.

18 Actuellement, les délais de l'émission d'une facture finale est de :

- 19 • 60 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel seule l'énergie est facturée ;
- 20 • 30 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel l'énergie et la puissance sont
21 facturées.

22 Le Distributeur propose, d'une part, d'uniformiser les modalités concernant les délais
23 d'émission d'une facture finale avec les autres factures et, d'autre part, qu'une fois la facture
24 finale émise, aucune correction ne lui soit apportée, qu'il s'agisse d'un remboursement ou
25 d'une réclamation.

4.2.3. Mode de versements égaux

26 Le Distributeur constate un accroissement significatif du nombre d'adhésions au mode de
27 versements égaux (MVE) dans les dernières années. Ainsi, comparativement aux
28 34 801 adhésions observées en 2013, le Distributeur a observé, en 2015, 58 760 nouvelles
29 adhésions à ce service. Au 31 décembre 2015, le MVE était utilisé comme mode de
30 paiement pour 1,5 million d'abonnements.

31 Depuis juin 2014, deux nouveaux services MVE en ligne sont offerts aux clients qui
32 souscrivent à ce mode de paiement :

⁹ Décision D-2014-164, paragraphe 83.

1 1. Ils peuvent se rendre en tout temps sur leur *Espace client* pour suivre sur une base
2 continue leur consommation d'électricité. Le libre-service MVE leur offre la latitude
3 d'augmenter leur mensualité en tout temps.

4 2. Ils peuvent adhérer gratuitement à un courriel d'alerte qui leur assure d'être informés
5 de tout écart significatif dans leur consommation. Ils peuvent ainsi ajuster à la hausse
6 leur mensualité, au besoin.

7 Bien que les deux services en ligne MVE soient disponibles depuis peu, le Distributeur
8 constate que les clients démontrent un intérêt pour effectuer une gestion de leurs coûts
9 d'électricité, ce qui leur permet d'être partie prenante pour atténuer les risques qu'un écart
10 significatif soit constaté lors de la révision annuelle.

11 Depuis le lancement du libre-service MVE en ligne, près de 17 % des clients inscrits au MVE
12 visitent leur *Espace client*, et ce, environ 1,6 fois par mois. Au début de l'année 2016, environ
13 10 % des clients inscrits au MVE avaient souscrit au courriel d'alerte. À ces données
14 s'ajoutent les clients qui ont recours aux services à la clientèle du Distributeur pour faire le
15 suivi de leur consommation et modifier leur versement. Un sondage de satisfaction de la
16 clientèle effectué à l'automne 2015 sur l'utilisation des services en ligne a montré que 98 %
17 des clients de l'*Espace client* qui ont utilisé les services en ligne liés au MVE en sont
18 satisfaits, qu'il s'agisse des services pour l'adhésion au MVE, la consultation de la
19 consommation ou l'ajustement de la mensualité.

20 Dès le mois d'avril 2016, le Distributeur offrira aux clients inscrits au MVE la possibilité de
21 réduire leur mensualité selon des critères préétablis. Cette amélioration du service vise à
22 donner de la flexibilité aux clients qui pourraient se trouver dans une situation de forte
23 sous-consommation de l'électricité par rapport à la prévision, résultant notamment de
24 conditions climatiques plus clémentes, de modifications de leurs habitudes de consommation
25 ou de remplacement d'équipements plus efficaces.

26 Concernant la facture mensuelle MVE, le Distributeur a apporté, au cours des dernières
27 années, des modifications à sa présentation¹⁰ afin que certaines informations soient plus
28 claires pour les clients. Cette initiative fait suite à la préoccupation exprimée par la Régie en
29 2013¹¹.

Situation actuelle

30 Le Distributeur procède à la révision annuelle du montant des mensualités du MVE entre les
31 mois de juillet et octobre pour tous les clients, c'est-à-dire juste avant la période d'hiver. Il
32 détermine alors l'écart entre la consommation réelle du client et celle ayant été estimée dans
33 le cadre du MVE. Après avoir déterminé si le solde est débiteur ou créditeur, une nouvelle
34 mensualité est établie pour les douze mois suivants la révision annuelle.

¹⁰ Les modifications ont été apportées à la page 2 de la facture.

¹¹ Décision D-2013-037, paragraphe 610.

1 Lors de la première année de l'adhésion au MVE, la mensualité est établie pour les périodes
2 restantes de l'année jusqu'à la période de la révision annuelle. Dans ce cas, le client ne
3 bénéficie pas toujours d'une même mensualité pendant les douze premiers mois de son
4 adhésion. Le client peut ainsi se retrouver avec une mensualité déterminée pour une période
5 aussi courte que deux mois avant la révision annuelle des mensualités du MVE.

Modifications proposées

6 Le Distributeur souhaite apporter des modifications concernant certaines modalités du MVE
7 prévues aux CSÉ.

8 D'abord, afin de continuer à améliorer ce service, le Distributeur propose d'élargir la période
9 au cours de laquelle il peut procéder à la révision annuelle des mensualités du MVE en
10 retirant la précision à l'effet que la révision annuelle est effectuée « avant la
11 période d'hiver ».

12 Une révision annuelle des mensualités pouvant avoir lieu à différentes périodes de l'année
13 permettra au Distributeur de mieux équilibrer le volume de travail requis pour cet exercice.
14 Elle favorisera également de meilleurs délais de traitement et, de ce fait, contribuera à ses
15 efforts visant à améliorer la satisfaction de la clientèle.

16 Lors de la séance de travail du 16 octobre 2015 portant sur le volet abonnement de la
17 révision des CSÉ¹², le Distributeur a informé les participants de son intention d'offrir une
18 révision annuelle des mensualités du MVE au printemps. Cette amélioration au service MVE
19 fut accueillie favorablement, notamment par UC qui a précisé, dans sa lettre de
20 commentaires, qu' « une révision entre mai et novembre permet également d'avoir le bon
21 prix pour l'hiver suivant »¹³.

22 Parmi les entreprises observées dans le cadre d'un balisage, le Distributeur constate que :

- 23 • BC Hydro, Hydro One et NB Power préconisent une période de révision annuelle
24 qui diffère d'un client à l'autre ;
- 25 • Gaz Métro, Hydro Sherbrooke et NS Power effectuent la révision annuelle au même
26 moment pour tous les clients. Hydro-Sherbrooke l'effectue avant l'été, Gaz Métro en
27 juin ou juillet, et NS Power en janvier.

28 En résumé, ce balisage ne fait état d'aucune tendance significative quant aux pratiques
29 adoptées par différents distributeurs à l'égard de la période de révision annuelle du mode de
30 versements égaux proposé à leurs clients.

31 Par ailleurs le Distributeur a constaté que la répartition du solde débiteur lors de la révision
32 de la mensualité du MVE, le cas échéant, s'effectue sur douze mois pour l'ensemble des
33 distributeurs observés.

¹² Les documents relatifs à la séance de travail sont déposés comme pièce HQD-5, document 3.

¹³ Extrait de la lettre de commentaires transmise par Union des consommateurs le 16 novembre 2015. Ce document est déposé à la pièce HQD-5, document 3.

1 Par ailleurs, concernant les critères d'admissibilité, l'expression « après entente avec
2 Hydro-Québec » du 1^{er} alinéa de l'article 11.9 est parfois confondue par la clientèle avec la
3 notion « d'entente de paiement ». Afin d'éviter cette confusion, le Distributeur propose
4 d'enlever la référence à une entente. À cet effet, il propose d'ajouter un critère d'admissibilité
5 pour refléter sa pratique actuelle, soit qu'il ne doit y avoir aucun montant échu au compte de
6 l'abonnement admissible pour que le client puisse bénéficier du MVE.

7 Enfin, le Distributeur n'apporte aucun changement à la périodicité de l'émission de la facture
8 des clients inscrits au MVE, soit environ aux 30 jours.

4.2.4. Paiement des factures

9 Tout comme Gaz Métro l'a présenté dans le dossier R-3879-2014, le Distributeur fait lui
10 aussi « face à une demande constante de sa clientèle afin de permettre l'utilisation des
11 cartes de crédit pour payer les factures qu'[il] émet »¹⁴. Le Distributeur fait également sienne
12 l'affirmation de Gaz Métro à l'effet que « [l']option de diriger la clientèle vers des tiers
13 multiples acceptant le paiement par carte de crédit permet d'offrir la flexibilité voulue, sans
14 avoir à conclure d'ententes spécifiques avec certains fournisseurs de services »¹⁵. Le
15 Distributeur propose de spécifier, dans ses CSÉ, les modalités en cas de paiement par
16 l'intermédiaire d'un tiers et qu'un tel paiement ne doit lui engendrer aucuns frais.

4.2.5. Correction des factures

17 Comme les compteurs communicants lui permettent désormais de détecter plus rapidement
18 l'absence de communication ou d'enregistrement du compteur, le Distributeur propose
19 certaines simplifications aux modalités prévues aux CSÉ relativement à la correction des
20 factures.

21 Ces modifications s'inscrivent dans la volonté du Distributeur de simplifier les modalités de
22 l'article 11.5 des CSÉ afin d'en faciliter la compréhension et l'application. Les changements
23 visent à :

- 24 • harmoniser la période de correction des factures à douze mois pour la majorité des
25 types de correction afin que la structure des modalités soit plus simple et
26 homogène ;
- 27 • limiter les coûts de gestion associés au traitement de ces demandes.

28 En simplifiant ainsi les modalités, le Distributeur souhaite répondre aux demandes des
29 intervenants pour que les règles en matière de correction des factures (la rétrofacturation)
30 soient précises et claires¹⁶.

¹⁴ Dossier R-3879-2014, *Gaz Métro - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2014*, pièce Gaz Métro-113, document 1, page 5.

¹⁵ *Ibid*, page 6.

¹⁶ Décision D-2001-259, page 49.

1 Par ailleurs, le Distributeur ne propose aucun changement à l'égard des modalités relatives
2 aux installations électriques ou appareillages de mesure ayant été manipulés de manière à
3 altérer le mesurage ou lorsqu'il y a entrave au mesurage. En effet, ces modalités
4 correspondent aux pratiques reconnues dans le secteur de l'électricité.

Situation actuelle

5 Les modalités prévues à l'article 11.5 des CSÉ du Distributeur sont les suivantes :

- 6 • Pour une même type de correction entraînant une réclamation, une période de
7 rétrofacturation différente peut s'appliquer, soit jusqu'à 6 mois, 12 mois, 36 mois ou
8 pour toutes les périodes de consommation depuis la date du changement de la
9 situation ;
- 10 • Pour les types de correction des factures qui prévoient une rétrofacturation sur
11 toutes les périodes de consommation depuis la date du changement de la situation,
12 le traitement des demandes représente une démarche coûteuse et parfois complexe
13 pour le Distributeur en raison :
 - 14 ○ des difficultés à faire la démonstration que le client connaissait l'existence d'un
15 changement de situation ;
 - 16 ○ des difficultés à établir le moment du changement de vocation. Le Distributeur
17 rencontre notamment ce problème dans le cas des abonnements pour usages
18 mixtes, soit des abonnements assujettis à un tarif domestique pour lesquels les
19 clients ont ajouté, au fil des ans, des charges commerciales¹⁷. Il devient parfois
20 difficile pour la clientèle d'évaluer à quel moment un changement tarifaire est
21 requis.
- 22 • La rétrofacturation sur toutes les périodes de consommation depuis la date du
23 changement de la situation affecte parfois plus d'un client ayant habité un même
24 lieu de consommation, ce qui peut :
 - 25 ○ constituer une source d'insatisfaction pour les clients qui se voient réclamer un
26 montant pour un abonnement dont ils ne sont plus clients, et ce, parfois depuis
27 plusieurs années ;
 - 28 ○ représenter des risques financiers pour la clientèle, de même que des difficultés
29 pour le Distributeur à retracer les clients.

Modifications proposées

30 Le tableau 1 présente les modalités proposées par le Distributeur.

¹⁷ L'article 2.14 des Tarifs prévoit que la puissance installée destinée à des fins autres que d'habitation ne doit pas dépasser 10 kW.

**TABLEAU 1 :
MODALITÉS LIÉES À LA CORRECTION DE FACTURES**

Correction entraînant un débit ou un crédit	Type de correction	Période de la correction – établie à partir de la date de l’avis, sans excéder :	Modalité
CRÉDIT Correction entraînant le remboursement d’un montant facturé en trop (crédit porté au compte du client)	S’il est établi que le client connaissait l’existence du problème et n’a pas avisé Hydro-Québec	Aucune	Aucun changement aux modalités actuelles
	Tout autre type de correction	12 mois	Nouvelle modalité
DÉBIT Correction entraînant le paiement par le client d’un montant additionnel dû à Hydro-Québec (débit porté au compte du client)	Installation électrique ou appareillage de mesure manipulé de manière à altérer le mesurage ou entrave au mesurage, quel qu’en soit l’auteur et le fait que le client en ait connaissance ou non	Toutes les périodes concernées depuis la date de changement de la situation	Aucun changement aux modalités actuelles
	Tout autre type de correction	12 mois	Nouvelle modalité

- 1 Le Distributeur propose ainsi que la période de correction corresponde à un maximum de
 2 douze mois sans excéder la date de début de l’abonnement en cours.
- 3 Dans les cas de compteurs croisés, le Distributeur propose d’assurer une réciprocité entre
 4 les clients visés à l’égard des périodes de correction, tout en conservant cette même limite
 5 de douze mois. À cet effet, les périodes de correction réciproques seront établies en fonction
 6 de l’abonnement actif dont la date de début est la plus récente.
- 7 De plus, aux fins de clarification des situations qui ne sont pas assujetties à la correction des
 8 erreurs de facturation, le Distributeur précise qu’un crédit associé à un changement
 9 d’utilisation de l’électricité ou d’un tarif ne constitue pas une correction de facture.

4.3. Dépôt et interruption

- 10 Concernant le chapitre 9 traitant des dépôts et garanties de paiement et le chapitre 12
 11 traitant du refus ou interruption de service, le Distributeur ne propose aucune modification de
 12 concept.
- 13 Le Distributeur propose toutefois de retirer aux articles 9.1 et 9.2 l’exception de la demande
 14 de dépôt pour l’abonnement pour un immeuble visé par la *Loi sur le mode de paiement des*
 15 *services d’électricité et de gaz dans certains immeubles* (RLRQ, chapitre M-37) et de
 16 permettre la demande d’un dépôt dans ces cas.

1 Par ailleurs, par souci de clarté et pour éviter des renvois, une définition de défaut de
2 paiement est ajoutée et certains articles sont simplifiés.

3 Enfin, le Distributeur a intégré plus clairement dans ces deux chapitres les principes de la
4 décision *Glykis c. Hydro-Québec*¹⁸, à savoir que le risque est associé à un client et non à un
5 abonnement.

5. ALIMENTATION EN ÉLECTRICITÉ

6 Les modalités actuelles des CSÉ relatives à l'alimentation en électricité sont complexes, car
7 elles visent à répondre à une très grande variété de demandes. Elles suscitent parfois,
8 auprès de la clientèle et des employés qui traitent les demandes, des problèmes de
9 compréhension des règles applicables.

10 En effet, les modalités sont structurées tant selon le type de travaux à réaliser (branchement,
11 prolongement de ligne, modification et autres) qu'en fonction de l'usage de l'électricité ou du
12 type de client. Le Distributeur a constaté qu'au moment où le client présente sa demande
13 d'alimentation, ce dernier ne sait généralement pas quels seront les travaux qui devront être
14 effectués. De ce fait, il lui est difficile d'identifier quelles sont les modalités qui s'appliquent à
15 sa demande. Le Distributeur croit qu'il est opportun de modifier la structure des articles liés à
16 l'alimentation, de manière à mieux refléter le parcours du client lorsqu'il effectue une
17 demande.

18 Les CSÉ comprennent une offre de référence dont le contenu est déterminé par
19 Hydro-Québec¹⁹. Lorsque les travaux requis pour répondre à la demande d'alimentation
20 s'inscrivent dans cette offre de référence, seuls les « frais de mise sous tension »
21 s'appliquent. À l'inverse, toute demande qui n'est pas comprise dans cette offre de référence
22 est traitée comme une option dont le coût supplémentaire doit être assumé par le client. Les
23 modalités relatives à l'offre de référence étant dispersées dans de nombreux articles des
24 CSÉ, le lecteur doit donc consulter et comprendre de nombreux articles et chapitres pour
25 déduire qu'il existe une offre de référence.

26 La refonte proposée constitue une suite logique à l'évolution des CSÉ au cours des
27 dernières années et vise à réduire les délais, à simplifier le traitement des demandes à
28 uniformiser l'application des modalités, dans une perspective d'amélioration de la satisfaction
29 de la clientèle. De plus, elle assure la neutralité tarifaire.

Nouvelle structure de la partie alimentation en électricité des CSÉ

30 Le Distributeur présente les modalités relatives à l'alimentation en électricité dans trois
31 chapitres distincts des CSÉ :

- 32 • **Service de base** : Présente les conditions pour lesquelles le client doit déboursier
33 uniquement des frais minimaux pour sa demande d'alimentation en électricité. Une

¹⁸ *Glykis c. Hydro-Québec*, [2004] 3 RCS 285, 2004 CSC 60.

¹⁹ Définitions, article 3.1.

1 grande part du coût des travaux est incluse dans le prix de l'électricité. Le service de
2 base remplace l'offre de référence.

3 • **Calcul du coût des travaux au-delà du service de base** : Précise les coûts
4 applicables aux demandes d'alimentation qui ne sont pas comprises dans le service
5 de base, donc facturables au client. Lorsque le réseau est accessible, une approche
6 à prix forfaitaire a été favorisée pour couvrir les interventions de même nature et les
7 plus fréquentes, ce qui contribuera à alléger le traitement des demandes et à en
8 réduire les délais. Cette approche a l'avantage de rendre le montant à assumer plus
9 prévisible pour le client.

10 • **Traitement des demandes** : Présente les modalités applicables au traitement des
11 demandes pour la réalisation des travaux et à la facturation. On y distingue les
12 travaux inclus dans le service de base des interventions simples et des travaux
13 mineurs et majeurs. Un processus simple de traitement des demandes est favorisé.

14 La nouvelle structure facilitera la lecture et la compréhension des modalités relatives à
15 l'alimentation, tant pour le client que pour les employés du Distributeur responsables de leur
16 application. En étant plus simple et plus clair, le langage utilisé dans le texte facilitera la
17 compréhension et évitera les malentendus. De plus, dans une perspective de réduction des
18 délais et des coûts de traitement des demandes, le Distributeur fait moins appel aux
19 particularités et aux cas d'exception.

20 Ainsi, l'élimination des distinctions de traitement selon l'usage ou le type de clientèle
21 (domestique, autre que domestique, promoteur, agricole, parc industriel) est un élément
22 important de simplification et d'optimisation des CSÉ. Le Distributeur propose donc d'orienter
23 le traitement de la demande du client sous l'angle de la puissance requise pour son
24 installation électrique, sans égard à l'usage ou au type de clientèle. Cela permettra de limiter
25 les différences d'interprétations pour la qualification de la demande et d'uniformiser le calcul
26 du coût des travaux.

5.1. Modalités du service de base

27 Lors d'une demande d'alimentation en électricité, le client s'attend à ce qu'un service de
28 base soit couvert en grande partie par le prix de l'électricité. Ainsi, le Distributeur propose
29 que dans un tel cas, seuls les « frais d'intervention sur le réseau » s'appliquent.

30 Le service de base offert par le Distributeur comprend des modalités pour chacun des types
31 de travaux qu'il est susceptible de réaliser pour répondre à la demande d'alimentation d'un
32 client, soit le branchement, le prolongement et la modification du réseau de distribution.

33 L'accessibilité au réseau de distribution aérien est un critère déterminant dans le coût des
34 travaux. Pour bénéficier du service de base, le site visé par la demande de travaux doit être
35 accessible, c'est-à-dire que le Distributeur doit pouvoir se rendre au lieu pour effectuer les
36 travaux d'alimentation en utilisant un véhicule lourd pour la construction d'un nouveau
37 réseau. Dans tous les cas, lorsque le site est inaccessible par un véhicule lourd, le client
38 devra déboursier un coût supplémentaire pour les travaux.

1 Dans le cadre de travaux de prolongement ou de modification du réseau existant, le client
2 doit accorder un droit de passage au Distributeur s'il souhaite bénéficier du service de base.
3 Ce droit de passage doit permettre au Distributeur d'utiliser de l'équipement motorisé,
4 minimalement une nacelle compacte, pour se rendre jusqu'au réseau de distribution. Si
5 l'utilisation d'un tel équipement motorisé n'est pas possible, les travaux relatifs au
6 prolongement ou à la modification du réseau ne seront pas couverts par le service de base
7 et, par conséquent, seront facturés, en plus des frais d'intervention sur le réseau.

5.1.1. Branchement – aérien ou souterrain

8 Les modalités relatives à la fourniture d'un branchement du distributeur demeurent, pour
9 l'essentiel, inchangées : le Distributeur fournit un branchement d'au plus 30 mètres pour une
10 nouvelle installation électrique ou lors d'un remplacement, d'une modification ou d'un
11 déplacement du branchement du distributeur à la suite d'une augmentation de charge. Par
12 ailleurs, une précision est apportée pour inclure, lorsqu'elles sont nécessaires, les structures
13 aériennes de soutènement dans le service de base.

14 Certains ajustements sont également apportés au texte pour tenir compte du fait que le
15 branchement du distributeur n'est pas nécessairement remplacé, mais qu'il peut également
16 être simplement déplacé. De plus, le critère d'augmentation de charge étant sujet à
17 interprétation (par exemple, l'ajout d'une très petite charge, telle une plinthe électrique), le
18 Distributeur propose de retirer cette référence pour préciser que c'est l'intensité nominale du
19 coffret de branchement qui doit être augmentée ou qu'il doit y avoir ajout d'un coffret de
20 branchement ou d'un poste client.

21 Lorsqu'il n'y a pas d'augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement, mais
22 que la demande du client nécessite des travaux de remplacement, de modification ou de
23 déplacement de branchement, les travaux seront facturables selon un prix par intervention
24 lorsqu'applicable ou selon la méthode de calcul détaillé du coût des travaux.

5.1.2. Prolongement de ligne - aérien

25 Les modalités actuelles pour le prolongement d'une ligne aérienne varient selon l'usage
26 (domestique ou autre que domestique), le client (promoteur, particulier, parc industriel) et
27 l'emplacement du réseau (avant-lot ou arrière-lot).

28 Concernant l'emplacement du réseau, la construction d'une ligne aérienne en arrière-lot n'est
29 actuellement pas comprise dans le service de base. Elle est considérée comme une option
30 dont le coût supplémentaire doit être payé par le client.

31 En général, lors de la construction d'une ligne aérienne en arrière-lot, le Distributeur a
32 facilement accès au site dédié pour l'emplacement du réseau. Toutefois, au fil des ans, les
33 propriétaires aménagent leur terrain en y ajoutant, par exemple, une haie de cèdres, un
34 cabanon ou un garage, ce qui a pour effet de limiter l'accès à la ligne par des équipements
35 d'Hydro-Québec. Dans les cas où il n'est pas possible d'utiliser une nacelle compacte pour
36 accéder au réseau, les monteurs doivent effectuer les travaux directement sur les poteaux,

1 ce qui implique des coûts supplémentaires. Ces coûts supplémentaires qu'engendrent les
2 difficultés d'accès à la ligne en arrière-lot à la suite de constructions justifient l'écart de prix
3 entre le prolongement d'une ligne aérienne en avant-lot et celui d'une ligne aérienne en
4 arrière-lot.

5 À la lumière des conclusions du groupe de travail multipartite en matière de distribution
6 électrique lors de la modification et de prolongement de réseau²⁰ (le groupe de travail
7 multipartite), le Distributeur propose cependant d'inclure l'alimentation aérienne en arrière-lot
8 dans le service de base, uniquement lorsqu'un droit de passage par nacelle compacte
9 jusqu'à la ligne, dûment inscrit dans un acte de servitude, est consenti par le client. Après la
10 construction du réseau de distribution, si Hydro-Québec n'y a pas accès avec la main-
11 d'œuvre et l'équipement requis pour effectuer les travaux, le client devra payer un montant
12 pour les travaux qu'il occasionne évalué selon la méthode de calcul détaillé du coût des
13 travaux.

En présence d'un système d'aqueduc ou d'égout

14 Le Distributeur propose d'étendre à l'ensemble des demandes, peu importe l'usage, le critère
15 de la présence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout pour bénéficier du service de
16 base. Certains éléments justifient cette proposition.

17 D'abord, lorsqu'une municipalité investit dans un réseau d'aqueduc ou d'égout, elle a
18 l'assurance raisonnable que les projets de construction résidentiels et commerciaux se
19 réaliseront et que les revenus tirés de la taxation foncière surpasseront les coûts
20 d'investissement. La présence de ce type d'infrastructures offre donc au Distributeur une
21 assurance raisonnable que les revenus des ventes d'électricité permettront de couvrir les
22 coûts de prolongement de ligne.

23 En outre, selon les CSÉ actuelles, le Distributeur constate que les travaux sont généralement
24 sans frais pour le client :

- 25 • lorsqu'une allocation est appliquée en réduction du coût des travaux pour un client
26 dont l'abonnement est pour un usage autre que domestique ;
- 27 • lorsque le coût des travaux est remboursé par l'ajout de nouvelles installations sur la
28 ligne récemment construite.

29 Par ailleurs, le traitement distinct du prolongement de ligne à l'intérieur des parcs industriels
30 (article 16.11 des CSÉ) est aboli, celui-ci n'étant plus requis en raison de la nouvelle
31 proposition.

²⁰ Outre Hydro-Québec, le groupe de travail multipartite se compose des représentants de l'Association de la construction du Québec (ACQ), l'Association des professionnels de la construction et de l'habitation du Québec (APCHQ), la Fédération québécoise des municipalités (FQM), l'Ordre des urbanistes du Québec (OUQ) et l'Union des municipalités du Québec (UMQ). Voir le bilan des travaux du groupe de travail à la pièce HQD-5, document 2.

En l'absence d'un système d'aqueduc ou d'égout

1 Actuellement, les demandes d'alimentation électrique résidentielle qui nécessitent un
2 prolongement de ligne, en l'absence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout,
3 bénéficient de 100 mètres de prolongement de ligne. Cette modalité a été introduite dans le
4 cadre du dossier R-3535-2004²¹. Au fil des ans, il est apparu que cette façon de faire est
5 appréciée par la clientèle, qui la comprend facilement.

6 Toutefois, l'allocation en dollars par kilowatt, qui est présentement appliquée pour la clientèle
7 autre que domestique, implique que plus la puissance requise est élevée, plus le montant
8 alloué est élevé. Cette approche ne favorise pas toujours la densification des charges et
9 pourrait conduire à une situation où le Distributeur devrait effectuer plusieurs kilomètres de
10 prolongement de ligne pour une seule installation électrique.

11 Conséquemment, le Distributeur considère qu'il est souhaitable de remplacer l'allocation
12 actuelle par une allocation exprimée en mètres par kilowatt pour l'ensemble des demandes,
13 tous usages confondus, pour lesquelles la puissance projetée est de moins de 5 MVA²².

14 Le Distributeur propose une allocation de 2 mètres par kW de puissance projetée, calculée
15 en fonction de la puissance requise par l'installation électrique à alimenter. Cette allocation
16 sera applicable pour un seuil minimal de prolongement de ligne de 100 mètres et un seuil
17 maximal de 1 000 mètres, par bâtiment. Un prolongement de ligne jusqu'à 100 mètres en
18 aérien sera donc alloué pour les installations électriques dont la puissance projetée est d'au
19 plus 50 kW, ce qui est le cas des maisons, des petits commerces ou des bureaux.

20 Pour les installations électriques au-delà de 50 kW, la proposition aura peu d'impact pour les
21 clients puisque cette allocation est similaire à celle dont ils bénéficient actuellement.

22 La proposition du Distributeur permet une plus grande équité et une uniformité de traitement
23 pour les petites installations électriques dont l'abonnement est pour un usage autre que
24 domestique et pour lesquelles le Distributeur est amené à effectuer des travaux similaires à
25 ceux requis pour des bâtiments résidentiels. De plus, cette proposition constitue une
26 bonification de l'offre pour les développeurs dans les régions qui ne sont pas desservies par
27 un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout en leur permettant dorénavant d'obtenir un
28 prolongement pouvant aller jusqu'à 100 mètres par bâtiment.

Réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle

29 Les CSÉ actuelles prévoient que le coût des travaux pour les demandes d'alimentation des
30 installations électriques situées au nord du 53^e parallèle est calculé en tenant compte,
31 notamment, du coût complet pour la réalisation des travaux et le transport de la main-
32 d'œuvre, lequel peut être très élevé en raison de l'éloignement de ces réseaux.

33 Cependant, lorsqu'ils se déplacent au nord du 53^e parallèle, les équipes de monteurs
34 réalisent généralement non seulement le raccordement de nouvelles installations électriques,

²¹ 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 4.

²² Les demandes d'alimentation de 5 MVA et plus sont traitées à la section 5.2.7.

1 mais aussi des travaux liés à l'exploitation et l'entretien des lignes du Distributeur. Par
2 ailleurs, en raison des conditions climatiques qui prévalent au nord du 53^e parallèle, les
3 villages nordiques ne disposent pas de réseau d'aqueduc ou d'égout mais la distribution de
4 l'eau potable et la récupération des eaux usées sont effectuées à l'aide de camions citernes.

5 Par conséquent, le Distributeur propose d'appliquer aux demandes d'alimentation en aérien
6 au nord du 53^e parallèle les mêmes modalités que celles applicables aux installations situées
7 au sud du 53^e parallèle et qui ne sont pas desservies par un système d'aqueduc ou d'égout,
8 puisque ces demandes présentent les mêmes caractéristiques. Ainsi, le coût des travaux
9 sera calculé sur les mêmes bases.

5.1.3. Prolongement de ligne – souterrain

10 Les modalités applicables aux demandes d'alimentation en souterrain ont fait l'objet de
11 discussions à la Régie au cours des dernières années²³, notamment en raison du fait que de
12 plus en plus de municipalités imposent l'implantation d'un réseau souterrain pour alimenter
13 les nouvelles constructions.

14 Sur cette question, le Distributeur est soucieux de préserver un équilibre entre le choix d'une
15 municipalité pour ses citoyens et l'offre d'un service de base pour la conception du réseau de
16 distribution. En effet, il importe au Distributeur que les coûts importants engendrés par la
17 construction d'un réseau souterrain n'occasionnent pas de pression à la hausse sur le prix
18 de l'électricité.

19 Actuellement, le Distributeur privilégie, pour des raisons techniques, une alimentation
20 souterraine lorsqu'une certaine densité électrique est atteinte. Seules deux zones sont
21 désignées comme étant des secteurs de référence pour une alimentation souterraine, soit le
22 centre-ville de Montréal et le Vieux-Québec. Or, les nombreuses discussions auxquelles a
23 pris part le Distributeur au cours des derniers mois ont permis d'expliquer les fondements sur
24 lesquels s'appuie le concept d'offre de référence et d'explorer l'opportunité de faire évoluer le
25 service de base en souterrain.

26 Les conclusions du groupe de travail multipartite ont été prises en compte dans
27 l'établissement des nouvelles propositions. En effet, le groupe de travail a eu l'occasion
28 d'approfondir de façon détaillée lors de ses travaux les paramètres de densification qui
29 conditionnent le développement du réseau souterrain. Le Distributeur propose de préciser
30 ces paramètres dans les CSÉ afin de les rendre explicites aux clients et aux municipalités de
31 manière à ce qu'ils puissent les intégrer dans leur planification.

32 Selon ces paramètres, le prolongement et la modification du réseau souterrain seront pris en
33 compte dans le service de base dans la mesure où une densité électrique minimale est
34 atteinte à l'endroit visé par la demande du client. La densité électrique est définie comme le

²³ Dossier R-3854-2013, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2014-2015*, pièce C-UMQ-0007, page 30 et pièces D-001 et D-003 (Lettres d'observation de l'APCHQ) ; dossier R-3905-2014, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016*, pièce C-UMQ-0008, page 15 et pièce C-APCHQ-0013, page 20.

1 rapport de la capacité de transformation des installations, exprimée en MVA, par km de
2 réseau. Le rapport souhaité est d'au moins 6 MVA par km. Toutefois, cette densité doit être
3 calculée sur une longueur minimale de 2 km de réseau afin de s'assurer que le total des
4 charges rencontrées dans le secteur puisse justifier la présence d'un réseau souterrain.

5 Lorsque la densité minimale n'est pas atteinte sur le site visé par la demande du client, mais
6 que cette demande aurait pour effet de prolonger le réseau souterrain à partir d'un endroit où
7 la densité minimale est atteinte et que ce prolongement répond aux besoins d'alimentation
8 d'une nouvelle installation électrique d'une charge de 2 MVA et plus, le Distributeur
9 acceptera de prolonger son réseau en souterrain sur une distance maximale de 333 mètres.

10 Dans certains cas la densité minimale n'est pas atteinte, mais il est possible d'anticiper une
11 densité électrique élevée à court ou moyen termes en raison du fait qu'une municipalité
12 souhaite développer ou revitaliser un secteur donné de son territoire. Dans ces rares cas, le
13 Distributeur estime que la possibilité d'offrir une alimentation souterraine incluse au service
14 de base mérite d'être analysée sur la base d'un partenariat impliquant à la fois la municipalité
15 concernée, les développeurs et le Distributeur. Dans ce cas, un plan d'aménagement
16 municipal devra prévoir la réalisation des travaux d'infrastructures publiques, un plan
17 d'implantation du réseau de distribution d'électricité ainsi qu'un échancier offrant une
18 assurance raisonnable d'atteindre la densité minimale sur une période de 10 ans. Plus
19 précisément, dans le cas d'un secteur à développer, le projet devra prévoir des travaux de
20 prolongement de ligne souterraine respectant la densité minimale sur une distance d'au
21 moins 300 mètres, ce qui correspond à un ajout de charges de près de 2 MVA sur cette
22 distance.

5.1.4. Modification de ligne aérienne ou souterraine

23 Pour les demandes d'alimentation qui nécessitent de modifier une ligne de distribution déjà
24 existante, le Distributeur souhaite éviter qu'un client doive assumer des coûts du seul fait que
25 la capacité maximale de la ligne a déjà été atteinte.

26 Actuellement, le client ne contribue pas au coût des travaux lorsqu'il y a accroissement de
27 charge et que la tension demandée est disponible à partir de la ligne existante.
28 L'augmentation de puissance doit être inférieure à 5 MVA, incluant la puissance initiale, si la
29 mise sous tension a eu lieu depuis moins de cinq ans avant la date de la demande
30 d'alimentation.

31 Pour l'alimentation en aérien, le Distributeur propose de maintenir les critères actuels pour le
32 service de base. Il propose cependant de modifier les CSÉ relatives aux demandes
33 d'alimentation en souterrain en utilisant les mêmes critères que pour une modification de
34 ligne aérienne en autant que la densité électrique minimale au point de raccordement soit
35 égale ou supérieure à 12 MVA sur 2 km de rue.

5.1.5. Modification d'une ligne monophasée à triphasée

1 Si la demande d'alimentation nécessite de modifier une ligne aérienne monophasée pour
2 une ligne aérienne triphasée, les coûts des travaux à réaliser varient grandement d'un cas à
3 l'autre même s'il s'agit d'une demande d'alimentation dont la finalité est similaire. De plus, les
4 travaux nécessaires dans ce type de demande requièrent généralement de démonter une
5 portion de la ligne existante, notamment parce que les portées de câbles ne sont pas les
6 mêmes.

7 Pour ces raisons, le Distributeur propose de traiter ces demandes en appliquant les
8 modalités prévues pour les demandes de prolongement de ligne, c'est-à-dire un prix par
9 mètre, en fonction de l'augmentation de la puissance projetée.

5.2. Calcul du coût des travaux au-delà du service de base

10 Lorsque la demande d'alimentation requiert d'effectuer des travaux non inclus dans le
11 service de base, le Distributeur doit en établir le coût et déterminer le montant à payer par le
12 client.

13 Actuellement, le coût des travaux peut être déterminé en appliquant un prix par mètre de
14 ligne, un prix par intervention ou la méthode de calcul détaillé du coût des travaux prévue à
15 l'article 17.1 des CSÉ. Cette méthode est d'ailleurs la seule utilisée pour calculer le prix à
16 payer pour l'ensemble des demandes d'alimentation en souterrain lorsque le prix par
17 bâtiment n'est pas applicable.

5.2.1. Nouvelle structure de prix

18 Le Distributeur propose une approche de prix unitaires et forfaitaires pour établir un coût des
19 travaux qui comprend l'ensemble des coûts relatifs à la main-d'œuvre et aux équipements
20 nécessaires, de même que les frais applicables.

21 Cette approche, facile d'application pour le client et pour les employés du Distributeur, rendra
22 le montant à payer plus prévisible et compréhensible pour le client. Aussi, elle permettra de
23 présenter sur la facture du client une meilleure description des équipements installés et de
24 standardiser le temps applicable à la main-d'œuvre requise.

25 Les demandes d'alimentation situées dans un endroit difficile d'accès feront l'objet d'un
26 calcul détaillé du coût des travaux, notamment en raison du caractère unique des travaux à
27 réaliser et du fait qu'il est probable que le Distributeur ait à recourir à des tiers pour leur
28 réalisation.

Présomption de l'usage en commun

29 Actuellement, il existe une gamme de prix différents entre les poteaux à usage exclusif par
30 Hydro-Québec et ceux dont l'usage est partagé avec d'autres utilisateurs, tels que les
31 compagnies de télécommunication. Or, l'application de prix différents selon les partenaires et
32 la gestion de la convention d'usage en commun par le Distributeur apportent une lourdeur

1 administrative. Ainsi, le Distributeur doit effectuer un suivi sur une période de cinq ans
2 puisque le client peut avoir droit à des remboursements dès que le poteau à usage exclusif
3 est partagé avec un autre utilisateur. Son application génère également une complexité
4 inutile pour le client qui doit signer préalablement la convention d'usage en commun.

5 Pour ces raisons, le Distributeur propose de supprimer la signature de la convention d'usage
6 en commun par le client et d'établir les divers prix et frais en présumant qu'il y a, par défaut,
7 usage en commun. Cette proposition se traduit par l'élimination des prix « sans usage en
8 commun ».

5.2.2. Branchement aérien ou souterrain au-delà du service de base

9 Actuellement, un branchement d'une longueur d'au plus 30 mètres est fourni au client par le
10 Distributeur. Lorsque le branchement du distributeur doit excéder cette longueur en raison de
11 l'emplacement de l'installation électrique du client, le montant à payer par le client est
12 déterminé par la méthode présentée à la pièce HQD-4, document 3 ou celle du calcul détaillé
13 du coût des travaux.

14 Le prolongement de ligne du réseau de distribution est établi selon un prix par mètre, alors
15 qu'une autre méthode de calcul plus complexe s'applique pour la portion branchement, ce
16 qui peut susciter une certaine incompréhension de la part du client. Ainsi, le Distributeur
17 propose d'établir le coût des travaux pour le prolongement de branchement sur la base des
18 mêmes prix par mètre que pour le prolongement de ligne, selon la tension requise.

19 Par ailleurs, le Distributeur a constaté que la majorité des prolongements de branchement
20 au-delà de la longueur incluse dans le service de base nécessitait au plus 30 mètres
21 supplémentaires, ce qui requiert la plantation d'un poteau. Ainsi, dans un souci de
22 simplification, le Distributeur propose d'introduire un prix par intervention qui varie selon
23 l'intensité nominale du coffret de branchement. L'utilisation d'un prix par intervention
24 permettra de communiquer rapidement au client le montant à payer pour sa demande.

5.2.3. Prolongement de ligne aérienne au-delà du service de base

25 Le Distributeur propose de conserver la méthode de calcul actuelle pour évaluer le coût des
26 travaux pour le prolongement d'une ligne aérienne, mais d'appliquer un prix par mètre
27 différent en fonction des portées²⁴ qui devront être réalisées.

28 Cette approche permettra de mieux refléter les coûts lorsque l'alimentation demandée se
29 situe dans un secteur plus densément peuplé. En effet, lorsque la densité de population est
30 plus forte et les largeurs de lots plus étroites pour une même distance, la construction d'une
31 ligne aérienne nécessite plus d'équipements et de matériaux. La configuration du réseau doit
32 alors être ajustée afin de garantir des structures plus robustes, ce qui implique d'installer plus
33 de poteaux pour une même distance.

²⁴ Portion de ligne aérienne comprise entre deux supports consécutifs.

1 De plus, la méthode du prix par mètre selon les portées permettra d'établir plus facilement la
2 valeur du réseau aérien inclus dans le service de base aux fins du calcul du coût différentiel
3 dans le cadre d'une demande d'alimentation en souterrain.

4 Comme expliqué précédemment, l'accessibilité au réseau de distribution est un critère
5 déterminant dans le coût des travaux, étant donné son impact à la hausse sur les coûts
6 lorsque l'entretien ou l'exploitation ne peut se faire à l'aide d'un véhicule motorisé. Pour cette
7 raison, le Distributeur propose de maintenir le prix supplémentaire par mètre applicable aux
8 demandes en arrière-lot lorsque le client qui fournit une servitude pour la ligne n'accorde pas
9 de droit de passage par nacelle compacte.

5.2.4. Prolongement de ligne souterraine au-delà du service de base

10 Actuellement, pour la majorité des demandes d'alimentation en souterrain, le Distributeur doit
11 d'abord calculer le coût de prolongement de ligne souterraine à partir d'un plan d'ingénierie
12 selon la méthode de calcul détaillé du coût des travaux en appliquant la grille de calcul de
13 l'annexe VI des CSÉ. Le Distributeur doit ensuite effectuer la même évaluation, mais pour
14 une ligne hypothétique qu'il aurait construite en aérien incluse comme service de base.
15 L'écart de coût représente alors le montant à payer par le client.

16 Cette façon de faire est laborieuse du fait qu'elle exige la réalisation de travaux d'ingénierie
17 pour une ligne aérienne hypothétique dont le seul but est d'établir le montant à facturer au
18 client.

19 Afin de simplifier et accélérer le traitement des demandes, le Distributeur propose de calculer
20 le coût des travaux à partir de nouveaux prix par élément de structure pouvant être utilisés
21 dans la conception et la construction d'un réseau souterrain.

22 Ainsi, le coût des travaux sera déterminé en additionnant le prix de chacune des
23 composantes de structure requises, total duquel sera soustraite une valeur correspondant au
24 coût des travaux en aérien pour le service de base. Cette dernière sera établie sur la base
25 du nombre de mètres de prolongement de la ligne souterraine et du prix par mètre en réseau
26 aérien applicable.

27 Une particularité de l'alimentation en souterrain consiste en l'installation, dès le départ,
28 d'équipements dont la capacité est supérieure à celle requise pour la demande
29 d'alimentation initiale afin d'anticiper des besoins futurs. Cette approche a pour résultat que
30 les clients qui s'ajoutent par la suite n'ont pas à assumer le coût de ces équipements, alors
31 que le premier client en a assumé l'entièreté. La Régie s'est d'ailleurs dite préoccupée par
32 cette situation²⁵.

33 Afin de répondre aux préoccupations de la Régie, le Distributeur propose de facturer le coût
34 des équipements liés à la transformation et au sectionnement au prorata de la capacité
35 requise par la demande du client et de son utilisation, et ce, pour chacune des demandes
36 d'alimentation. Puisque le prolongement de ligne souterraine se fait généralement dans des

²⁵ Décision D-2013-042, 9167-0133 Québec Inc. et 9204-6010 Québec Inc. C. Hydro-Québec.

1 milieu densément peuplés, le Distributeur est confiant qu'à terme, la totalité de la capacité
2 des équipements sera utilisée.

3 Cette manière de calculer le prix à facturer s'inspire de ce qui avait été proposé dans le
4 cadre du dossier R-3535-2004²⁶ pour établir les prix par bâtiment actuellement utilisés pour
5 certaines demandes d'alimentation en souterrain (développement domiciliaire par un
6 promoteur).

7 Par ailleurs, l'utilisation de prix par bâtiment, pratique appréciée par la clientèle, sera élargie
8 par l'ajout d'autres types d'immeubles à la grille. Actuellement, pour les multilogements, les
9 prix par bâtiment se limitent à un multiplex de 8 logements. Or, après consultation auprès de
10 divers partenaires et intervenants²⁷, le Distributeur note que le développement domiciliaire
11 actuel tend à favoriser une densification du territoire et amène les développeurs à construire
12 des multiplex de plus grande taille. Ainsi, de nouveaux prix, dont le détail est présenté à la
13 pièce HQD-4, document 3, sont proposés pour des immeubles alimentés en monophasé
14 pouvant aller jusqu'à 20 logements ainsi que pour des immeubles alimentés en triphasé.

5.2.5. Modification de ligne au-delà du service de base

15 Lorsqu'une demande d'alimentation nécessite une modification de la ligne non couverte par
16 le service de base, le Distributeur propose d'établir le coût sur la base du prix de chacune
17 des composantes de la structure du réseau, comme présenté à la pièce HQD-4, document 3.

5.2.6. Déplacement de ligne aérienne ou souterraine

18 Les CSÉ actuelles ne mentionnent pas la méthode de calcul à utiliser pour évaluer le coût
19 des travaux lors d'un déplacement de ligne aérienne ou souterraine. Le Distributeur propose
20 donc d'ajouter aux nouvelles modalités que le montant à payer par le client pour un
21 déplacement de ligne aérienne ou souterraine est déterminé selon le calcul détaillé du coût
22 des travaux.

5.2.7. Autres situations

Installations de 5 MVA ou plus

23 En raison de l'importance de la puissance projetée et du caractère particulier de ces
24 demandes, une analyse plus approfondie quant à la solution d'alimentation est toujours
25 requise pour une demande d'alimentation aérienne de 5 MVA ou plus en moyenne tension.
26 Par conséquent, le coût doit être établi selon la méthode présentée à la pièce HQD-4,
27 document 3 si applicable ou celle du calcul détaillé du coût des travaux. De plus, lorsqu'une
28 modification de la ligne est nécessaire pour répondre à la demande, le coût des travaux

²⁶ Dossier R-3535-2004, *Demande relative à la modification de certaines conditions de service d'Hydro-Québec liées à l'alimentation en électricité et des frais afférents*, pièce HQD-1, document 5, pages 20 et 21.

²⁷ Voir la pièce HQD-5, document 2.

1 continuera d'être facturé au client en appliquant une allocation en dollars par kilowatt de
2 puissance projetée.

Installations inférieures à 2 kW

3 Actuellement, les CSÉ prévoient que le Distributeur peut fournir un branchement du
4 distributeur pour une demande d'alimentation dont la puissance maximale estimée est
5 inférieure à 2 kW. Le coût de ce branchement doit toutefois être entièrement assumé par le
6 client. Puisqu'aucune exemption de 30 mètres ne s'applique aux demandes d'alimentation
7 de moins de 2 kW pour la portion branchement, le Distributeur propose de ne plus offrir de
8 branchement du distributeur, mais plutôt un point de raccordement sur la ligne, à partir
9 duquel l'installation électrique sera raccordée avec le branchement du client.

10 Les modalités de l'article 17.4 des CSÉ liées à la transformation sont maintenues.

Alimentation temporaire

11 Actuellement, l'alimentation d'une installation électrique est considérée comme étant
12 temporaire lorsque la durée d'exploitation en un lieu donné est limitée. Aucune limite de
13 temps n'est prévue dans la définition.

14 Le Distributeur propose de limiter à cinq ans la durée totale d'exploitation d'une installation
15 électrique pour la considérer comme temporaire. Cette durée est déterminée par la cessation
16 définitive des activités du client. Toutefois, il maintient l'exception de l'alimentation des
17 chantiers de construction et des cirques itinérants, qui est considérée comme étant
18 temporaire sans limite de temps.

19 Le Distributeur considère comme une alimentation permanente un raccordement pour des
20 activités récurrentes ou saisonnières qui nécessitent un arrêt et subséquemment une reprise
21 de l'alimentation, sans que le raccordement soit démantelé. Conséquemment, il retire la
22 mention actuelle indiquant que les maisons et roulottes qui ne sont pas installées sur des
23 fondations permanentes sont considérées comme étant des alimentations temporaires.

24 Enfin, lors du traitement d'une demande d'alimentation temporaire, aucun service de base ne
25 s'applique. Le détail du calcul du montant à payer par le client pour un raccordement simple,
26 incluant l'ajout de câble, est présenté à la pièce HQD-4, document 3.

5.3. Traitement des demandes

27 Lorsque le coût des travaux est supérieur aux frais de mise sous tension, le Distributeur doit
28 actuellement fournir, en vertu des articles 2.2 et 15.6 des CSÉ, une évaluation sommaire des
29 coûts. Par la suite, une entente de contribution doit être signée et le paiement est exigé
30 avant le début des travaux dans tous les cas.

31 L'expérience du Distributeur l'amène à constater que ce processus est trop lourd pour la
32 majorité des demandes. Par conséquent, il propose de moduler son obligation de
33 renseignements en tenant compte de l'ampleur des travaux à réaliser, de leur coût, de même
34 que du nombre d'intervenants impliqués.

1 Ainsi, l'estimation préalable du coût des travaux ne sera requise que dans le cadre de
2 travaux majeurs. Le Distributeur tient à rappeler que cette évaluation permet, d'une part, au
3 client de prendre une décision quant à la poursuite des travaux demandés et, d'autre part,
4 d'éviter que le Distributeur encoure trop de coûts en raison des travaux d'ingénierie mais
5 sans engagement préalable du client. En effet, les frais encourus en cas d'abandon ne sont
6 facturables que si le client accepte par écrit l'évaluation sommaire fournie par le Distributeur.

7 Dans le cas des demandes de travaux mineurs et des interventions simples au réseau, le
8 Distributeur sera dorénavant en mesure de fournir un prix final au client sans recourir à des
9 travaux d'ingénierie. Il propose donc de retirer l'étape intermédiaire de l'évaluation. Le
10 Distributeur transmettra donc plus rapidement au client un prix final qui lui permettra de
11 prendre une décision éclairée.

12 En conséquence, le traitement des demandes est scindé en quatre catégories :

- 13 • travaux inclus dans le service de base ;
- 14 • interventions simples ;
- 15 • travaux mineurs ;
- 16 • travaux majeurs.

17 Pour les travaux inclus dans le service de base, seuls les frais d'intervention sur le réseau
18 seront facturés au client. Pour toutes les interventions simples, le paiement ne sera plus une
19 exigence préalable à la réalisation de ces travaux.

20 Les interventions simples sont des travaux courants de faible envergure qui ne nécessitent
21 pas des travaux d'ingénierie. Puisque le montant à payer est fixe, le Distributeur propose
22 d'en informer le client au moment de son appel et de confirmer sa demande par écrit. Le
23 paiement ne sera pas une exigence préalable à la réalisation des travaux. Ainsi, le montant
24 sera facturé selon les modalités habituelles prévues aux CSÉ.

25 Pour les travaux mineurs, le Distributeur transmettra une proposition écrite comprenant la
26 liste et la quantité d'éléments nécessaires à la réalisation de la demande, de même que le
27 coût des travaux et le montant à payer par le client, le cas échéant. Le début des travaux
28 sera conditionnel à l'acceptation écrite de cette proposition, de même qu'au paiement
29 préalable du montant à payer. Aucuns frais ne seront facturés si le client ne donne pas suite
30 à sa demande (voir la section 5.3.2).

31 Quant aux travaux majeurs, qui impliquent généralement plusieurs intervenants (client,
32 Distributeur, municipalité), le nombre d'étapes requises en vue d'assurer la planification et la
33 réalisation des travaux, de même que le partage de responsabilités entre les divers
34 intervenants, amènent le Distributeur à maintenir le traitement actuel. Ainsi, une évaluation
35 de l'estimation du coût des travaux et du montant à payer par le client lui sera d'abord
36 transmise. Si elle est acceptée, le client et le Distributeur signeront alors une entente de
37 réalisation décrivant les divers aspects des travaux requis. Le début des travaux sera
38 conditionnel à l'acceptation écrite de cette entente de réalisation, au paiement préalable du
39 montant, de même qu'au respect des exigences financières requises (voir la section 5.3.2).

1 Finalement, la facture transmise au client pour lui présenter les détails du coût des travaux
2 sera simplifiée.

5.3.1. Servitudes

3 L'article 30 de la *Loi sur Hydro-Québec* permet l'implantation d'une ligne sur un chemin
4 public après entente avec la municipalité, mais aucune disposition similaire ne s'applique sur
5 les propriétés privées qui ne sont pas alimentées en électricité. En l'absence de servitude, le
6 fait que l'emplacement de la ligne du Distributeur ne bénéficie pas toujours d'une protection
7 légale peut se traduire par des coûts de déplacement de réseau supportés par l'ensemble de
8 la clientèle.

9 Les CSÉ actuelles prévoient que le Distributeur peut exiger une servitude pour toute
10 demande lorsqu'il l'estime requise. Cependant, compte tenu de l'importance pour le
11 Distributeur d'acquiescer des servitudes lorsque le prolongement de ligne est demandé sur une
12 propriété privée, les modalités des CSÉ méritent d'être davantage précisées.

13 Ainsi, le Distributeur propose de rendre la construction d'une ligne sur une propriété privée
14 conditionnelle à l'obtention d'une servitude par le client. Afin de mieux faire connaître à la
15 clientèle les exigences requises en matière de servitudes, le Distributeur les insèrera en
16 annexe des CSÉ, de même que le type d'acte qui sera exigé.

5.3.2. Gestion du risque

17 Le Distributeur regroupe dans un seul chapitre les modalités relatives à la gestion du risque
18 à l'exception de celles concernant la clientèle de grande puissance. De plus, afin de mieux
19 gérer le risque que représente une demande d'alimentation visant une puissance projetée de
20 1 000 kW ou plus en moyenne tension, le Distributeur propose que la garantie financière
21 exigée soit fournie par le client à la date de l'acceptation de l'évaluation écrite des travaux,
22 au lieu de la date de la signature de l'entente de contribution.

23 Des ajustements pour refléter les nouvelles exemptions sont introduits, de même que des
24 précisions sur les modalités relatives à l'abandon de projet.

Abandon de projet

25 Par souci de cohérence avec la proposition relative au traitement des demandes, seuls les
26 travaux majeurs seront visés par les modalités liées à l'abandon de projet à la suite de
27 l'acceptation écrite de l'évaluation transmise par le Distributeur. Puisque le Distributeur
28 propose de ne plus effectuer l'étape intermédiaire de l'évaluation des demandes
29 d'alimentation dans le cas des travaux mineurs, aucuns frais ne seront imputables au client
30 si celui-ci ne donne pas suite à la *proposition pour travaux mineurs*.

31 Par ailleurs, en vue d'effectuer une meilleure gestion des demandes d'alimentation et compte
32 tenu de l'ampleur des travaux requis pour les demandes visées par les travaux majeurs, le
33 Distributeur estime qu'il est souhaitable de préciser les règles relatives à l'abandon et aux
34 modifications de projets.

1 La demande d'alimentation sera considérée comme étant abandonnée dans les cas
2 suivants :

- 3 • si le client avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande
4 d'alimentation ;
- 5 • si le client modifie sa demande d'alimentation uniquement pour la partie des travaux
6 qui ne serviront pas ;
- 7 • si le client ne retourne pas à Hydro-Québec l'entente de réalisation de travaux
8 majeurs signée dans un délai de six mois suivant son envoi par Hydro-Québec, à
9 moins d'un report convenu ;
- 10 • si la mise sous tension n'a pas eu lieu à la date prévue dans l'entente de réalisation
11 de travaux majeurs pour une raison autre qu'un retard imputable à Hydro-Québec, à
12 moins d'un report convenu.

Paiement des travaux

13 Les motifs qui ont amené le Distributeur à exiger le paiement du coût des travaux avant leur
14 début demeurent valables²⁸ et le Distributeur maintient cette exigence pour les demandes
15 d'alimentation pour les travaux mineurs et majeurs.

Suivi des engagements

16 La puissance projetée à facturer est établie selon la puissance à installer telle que déclarée
17 par le client. À l'instar des CSÉ actuelles, le Distributeur souhaite être en mesure de
18 confirmer si la consommation du client reflète bien la puissance pour laquelle une allocation
19 lui a été consentie. Actuellement, lorsque l'appel de puissance réelle moyenne annuelle ne
20 correspond pas à la puissance projetée, le Distributeur facture une prime d'ajustement qui
21 équivaut au montant d'allocation monétaire en dollars par kilowatt divisé par 5 ans.

22 Pour les demandes d'alimentation de moins de 5 MVA, le Distributeur propose de maintenir
23 le suivi annuel sur 5 ans, mais de modifier la prime d'ajustement pour qu'elle reflète la
24 nouvelle allocation de 2 mètres par kilowatt de puissance projetée.

25 Ainsi, en cas d'écart défavorable, un montant équivalent à un cinquième du prix au mètre
26 applicable, multiplié par le nombre de kilowatts en écart, serait alors facturé au client.

27 Par ailleurs, le suivi actuel sera maintenu pour les demandes d'alimentation pour des
28 installations électriques de 5 MVA et plus.

Remboursement pour installation ajoutée

29 Le Distributeur propose de maintenir les modalités actuelles de remboursement lorsqu'une
30 nouvelle installation est ajoutée sur une ligne pour laquelle un client a déjà payé un montant

²⁸ Dossier R-3535-2004, *Demande relative à la modification de certaines conditions de service d'Hydro-Québec liées à l'alimentation en électricité et des frais afférents*, pièce HQD-1, document 5, page 7.

1 pour les travaux. Seuls des ajustements au calcul du remboursement sont proposés afin qu'il
2 tienne compte des nouvelles modalités de prolongement de ligne.

6. DROITS ET OBLIGATIONS

3 Les droits et obligations qui concernent non seulement le Distributeur, mais aussi le client, se
4 trouvent actuellement dispersés dans différents articles des CSÉ. Que ce soit l'obligation
5 pour le client d'informer le Distributeur en cas d'erreur sur sa facture, de confirmer son
6 abonnement, de l'interdiction qui lui est faite de revendre de l'électricité ou du droit pour le
7 Distributeur d'interrompre en tout temps le service d'électricité aux fins de l'entretien du
8 réseau, ces articles sont dispersés selon la nature des sujets dans les différentes parties des
9 CSÉ. Pour faciliter leur accessibilité, le Distributeur consolide dans une seule et même
10 section tous ces droits, responsabilités et obligations plus générales.

11 Dans cette nouvelle partie, le Distributeur a aussi procédé à la simplification de la plupart des
12 articles et à la fusion de ceux portant sur des sujets de même nature. Les principales
13 modifications de cette partie se résument comme suit :

- 14 • la fusion des articles 4.2, 18.9 et 18.12 afin de réunir tous ceux traitant de la
15 protection des biens et des personnes ;
- 16 • l'actualisation de l'article 18.18 pour refléter la pratique actuelle et la modification
17 demandée dans les Tarifs dans le cadre du dossier R-3933-2015²⁹. À cet effet, le
18 client doit dorénavant transmettre au Distributeur une attestation de conformité de
19 ses installations électriques produite par un maître électricien plutôt que de payer
20 les frais d'inspection ;
- 21 • la modification de l'article 18.2 et le retrait des références à des normes de la CSA
22 difficilement accessibles au grand public. *Le Code de construction* (chapitre B-1.1,
23 r. 2) sert maintenant de référence principale et les normes de dégagement les plus
24 courantes sont versées en annexe des CSÉ.

25 L'article 2.1 des CSÉ concernant le devoir d'information au client est intégré à la partie
26 traitant des droits et obligations. Afin de préciser le texte, le Distributeur propose de préciser
27 dans cet article que toute communication écrite et tout avis doivent être transmis par tout
28 moyen permettant de faire la preuve de sa transmission, y compris par voie électronique si le
29 client a fourni son adresse courriel.

²⁹ Dossier R-3933-2015, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2016-2017*, pièce HQD-14, document 4 (B-0053), pages 29, 30 et 175.

6.1. Difficultés d'accès ou modification requise lors de l'installation d'un appareillage de mesure

1 Autant dans le cadre du projet de lecture à distance (LAD) que dans celui des opérations
2 courantes et du programme de remplacement des compteurs encadré par Mesures Canada,
3 le Distributeur obtient généralement la collaboration de ses clients. Comme ce n'est toutefois
4 pas toujours le cas, le Distributeur souhaite mettre en place une solution de rechange qui
5 vise à éviter autant que possible le recours à l'interruption de service comme prévue dans les
6 cas où l'accès à ses installations est impossible.

7 Dans le cadre du projet LAD, certains compteurs n'ont pu être installés par le Distributeur
8 pour les raisons suivantes :

- 9 • dans certains cas, les clients doivent préalablement procéder à des modifications de
10 leur installation pour permettre le remplacement du compteur, notamment s'il y a
11 des obstacles empêchant d'accéder à l'appareil ou si l'installation électrique est non
12 sécuritaire ;
- 13 • dans les autres cas, le client a barricadé volontairement le compteur installé ou
14 refuse l'accès au compteur.

15 Le Distributeur est actuellement à mettre en place un processus pour le traitement de ces
16 cas. Ainsi, à la suite d'une visite effectuée dans le cadre du projet LAD pour laquelle le
17 Distributeur n'a pu installer le compteur parce qu'il n'y avait pas accès ou que l'installation
18 électrique n'était pas conforme, il redoublera d'efforts pour joindre les clients visés afin qu'il
19 puisse, ultimement, procéder au remplacement du compteur.

20 Pour ce faire, une série de lettres seront envoyées aux clients visés. Elle sera suivie d'au
21 moins une tentative d'appel téléphonique. Ces lettres, de plus en plus insistantes,
22 informeront le client qu'il doit apporter des modifications à son installation électrique ou qu'il
23 doit donner au Distributeur l'accès à l'appareillage de mesure. Ces lettres rappelleront
24 également les termes de l'offre de référence et l'existence de l'option de retrait s'il y a lieu, de
25 même que l'objet de l'article 13.1, et inviteront chaque fois le client à communiquer avec le
26 Distributeur.

27 Malgré les tentatives du Distributeur de communiquer avec ces clients, il est anticipé que
28 certains refuseront de remédier à la situation, empêchant le Distributeur de procéder au
29 changement du compteur. En vertu de l'article 12.3 des CSÉ, 4^e paragraphe de l'alinéa 2, le
30 Distributeur peut interrompre le service électrique (à l'extérieur de la période d'hiver et après
31 avoir donné un avis de huit jours au client), s'il n'a pas les accès requis pour procéder à
32 l'installation du compteur conformément à l'article 13.1.

33 Comme l'interruption de service est un moyen de dernier recours, le Distributeur propose de
34 considérer qu'un client ayant fait défaut de faire connaître au Distributeur ses intentions
35 quant au choix d'un mesurage différent de l'offre de référence, et pour lequel il serait
36 admissible, qui ne rend pas ses installations conformes aux différentes normes ou qui n'y
37 donne pas accès, paie :

- 1 • les « frais mensuels de relève », car dans tous les cas, un agent du Distributeur soit
2 se déplacer pour effectuer la relève tant que la situation ne sera pas régularisée ;
- 3 • les frais d'intervention applicables, qui permettent au Distributeur de récupérer les
4 coûts afférents à un déplacement inutile et qui inciteront le client à effectuer les
5 travaux requis ou à donner au Distributeur l'accès à l'appareillage de mesure.

6 Ainsi, lorsque les tentatives de communication avec le client auront été faites sans succès, le
7 Distributeur transmettra au client un avis de huit jours lui demandant de remédier à la
8 situation, à défaut de quoi les frais mentionnés plus haut lui seront facturés. Le Distributeur
9 propose donc l'ajout d'une modalité à cet effet à l'article 13.1.

10 À la suite de toutes ces démarches, le Distributeur intégrera ces cas dans ses activités
11 régulières. Ainsi, si la situation perdure et qu'il devient impératif de changer l'appareillage de
12 mesure entre autres, pour des mesures de sécurité ou parce qu'il n'est plus reconnu par
13 Mesures Canada, le Distributeur devra procéder à l'interruption du service.

7. DONNÉES TECHNIQUES

14 Le Distributeur a décidé de créer une nouvelle partie qui regroupe tous les articles
15 comportant des informations de nature plus techniques, notamment la fréquence, la tension
16 et les caractéristiques de l'installation électrique. Ces informations étaient auparavant
17 intégrées à même les différentes sections des CSÉ. Cette nouvelle partie permettra d'alléger
18 la lecture tout en conservant l'information en un seul endroit ; l'information est dorénavant
19 facilement accessible pour les clients intéressés par ces articles.

20 Les principales modifications de cette partie se résument comme suit :

- 21 • la fusion des articles 18.7 et 18.8 pour regrouper en un seul article les informations
22 et les obligations liées à l'installation électrique ;
- 23 • le retrait, à l'article 14.1, de la référence à une norme de la CSA relative aux limites
24 de tension, difficilement accessible au grand public et le versement en annexe des
25 CSÉ un résumé des principales normes et limites applicables ;
- 26 • la fusion des articles 18.16 et 18.17 relatifs à la puissance disponible, par souci de
27 clarté ;
- 28 • la révision de l'article 18.19 afin de le rendre cohérent avec le texte prévu à
29 l'article 5.9 de la norme E.21-10, communément appelé le Livre bleu ;
- 30 • la modification de l'article 14.7 traitant d'un appel brusque de courant de 100 A afin
31 d'ajouter un critère pour les clients d'un réseau autonome.

32 Le Distributeur souligne que le critère pour les clients d'un réseau autonome est à
33 présent exprimé en kilowatt plutôt qu'en ampères, car la restriction pour les
34 réseaux autonomes doit porter principalement sur une limite d'ajout de charge
35 plutôt que sur un type de charge susceptible de causer un appel brusque de

1 courant. Ainsi, lorsqu'un client demande l'alimentation électrique, il doit décrire les
2 charges à raccorder, qui s'expriment en kilowatt. Lorsque les charges de
3 l'installation électrique dépassent la limite qui correspond au moindre de 10 kW et
4 20 kVA, le Distributeur exige, après analyse du dossier et si nécessaire, que le
5 client installe des appareils qui permettent de limiter l'appel brusque de courant.

7.1. Mesurage de l'électricité

6 Dans la décision D-2012-128³⁰, la Régie confirme que la définition de compteur
7 communicant (ou compteur de nouvelle génération) détermine ce qui constitue la nouvelle
8 offre de référence du Distributeur. Elle approuve également l'article 10.4 des CSÉ qui permet
9 « aux clients qui le souhaitent, sujet à certaines conditions, d'opter pour l'installation d'un
10 compteur sans émission de radiofréquences (compteurs non communicants ou CNC) au lieu
11 d'un CNG qui deviendra l'offre de référence dans le cadre du Projet »³¹.

12 À l'article 10.4, le Distributeur propose qu'il puisse procéder sans autre avis à l'installation
13 d'un compteur communicant pour un client qui a subtilisé de l'énergie ou qu'il puisse refuser
14 l'installation d'un compteur non communicant à un client qui a reçu un avis d'interruption.

15 De plus, le Distributeur propose d'abroger l'article 10.4.1 en raison de la fin de déploiement
16 massif des compteurs communicants.

17 Enfin, le Distributeur analyse présentement la possibilité d'étendre l'admissibilité à l'option de
18 mesurage au moyen d'un compteur non communicant à un plus grand nombre de types
19 d'appareillage de mesure.

8. CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE

8.1. Évaluation du risque

20 En ce qui concerne la gestion du risque de la clientèle grande puissance, le Distributeur
21 souhaite apporter quelques modifications afin notamment d'arrimer les CSÉ avec sa pratique
22 actuelle et qu'elles soient plus représentatives du portrait de la solvabilité de sa clientèle
23 grande puissance

8.1.1. *Établissement de la cote de crédit en cas de divergences entre les agences de notation*

24 À l'article 11.10 des CSÉ, il est mentionné qu'en l'absence d'une cote de crédit attribuée au
25 cours des douze derniers mois par une agence de notation, le Distributeur effectue lui-même
26 l'évaluation du risque du client (conformément à la grille applicable de l'annexe VII des CSÉ).
27 Cependant, les CSÉ ne précisent pas ce qui doit être fait si le Distributeur est confronté à
28 des cotes de crédit divergentes émises par les agences de notation.

³⁰ Décision D-2012-128, paragraphe 16.

³¹ *Ibid*, paragraphe 11.

1 Le Distributeur propose donc d'ajouter une modalité précisant que, dans ces circonstances, il
2 prendra la cote de crédit la plus risquée parmi celles émises au cours des douze derniers
3 mois.

8.1.2. Paiements hebdomadaires pour les abonnements très risqués

4 Le Distributeur souhaite adapter les CSÉ à sa pratique en lien avec les modalités de
5 paiement applicables aux abonnements de grande puissance très risqués. Dans les CSÉ, il
6 est prévu que le Distributeur envoie des factures intercalaires hebdomadaires aux clients
7 dont l'abonnement de grande puissance est considéré très risqué.

8 Cependant, l'expérience a démontré que la facturation hebdomadaire représente une
9 démarche complexe. En effet, la structure tarifaire actuelle ne permet pas la facturation
10 hebdomadaire puisque la puissance à facturer n'est connue qu'à la fin de la période de
11 consommation. Ainsi, dans les faits, lorsqu'il doit appliquer les mesures prévues à
12 l'article 11.15, le Distributeur communique plutôt directement avec le client pour convenir
13 avec lui d'un mode de paiement hebdomadaire en avance. Depuis 2011, tous les clients très
14 risqués, à l'exception d'un seul qui l'a demandé, ont conclu avec le Distributeur un tel
15 arrangement.

16 En conséquence, par souci de clarté, le Distributeur propose de remplacer la notion de
17 facturation hebdomadaire par celle de versements hebdomadaires établis sur la base d'une
18 estimation.

8.1.3. Demande de dépôt aux abonnements très risqués

19 Pour ce qui est du dépôt demandé aux clients très risqués, le Distributeur souhaite corriger
20 ce qui semble avoir été un oubli depuis la décision D-2011-024 de la Régie. En effet, dans le
21 cadre du dossier R-3733-2010, la demande initiale du Distributeur était de pouvoir exiger un
22 dépôt équivalent à 12 jours de consommation, soit la somme des 7 jours pour la période de
23 consommation facturée aux clients très risqués et des 5 jours pour le délai de paiement de
24 cette facture hebdomadaire³². La Régie a autorisé les modifications proposées, mais en
25 fixant l'échéance de paiement à 5 jours ouvrables³³, donc 7 jours calendaires, puisque le
26 Distributeur était disposé à allouer ce délai pour le paiement de la facture³⁴. Toutefois, la
27 période de référence du dépôt est demeurée à 12 jours de consommation, alors que la
28 modification aurait plutôt exigé d'indiquer 14 jours aux CSÉ.

29 Pour cette raison, le Distributeur propose que le dépôt prévu à l'article 11.16 des CSÉ couvre
30 14 jours consécutifs à l'intérieur des 12 mois qui suivent la date de détermination du montant
31 du dépôt. Cette modification permettra ainsi de couvrir une plus grande partie du risque
32 encouru par le Distributeur envers ses clients très risqués.

³² Dossier R-3733-2010, *Demande relative à la gestion du risque de crédit de la clientèle grande puissance*, pièce HQD-1, document 1 (B-0002), pages 13-14.

³³ Décision D-2011-024, paragraphe 58.

³⁴ Dossier R-3733-2010, pièce HQD-2, document 1 (B-0004), page 28.

8.1.4. Nouvelle demande de dépôt pour les abonnements risqués

1 Le Distributeur propose d'introduire une demande de dépôt aux clients dont les
2 abonnements demeurent risqués sur au moins deux évaluations annuelles consécutives de
3 leur niveau de risque de crédit. Cette modification a pour but d'ajuster la couverture en
4 fonction du profil de risque de cette clientèle.

5 Pour ce faire, le Distributeur s'est basé notamment sur une étude de Standard & Poor's³⁵
6 publiée en 2015 et couvrant la période de 1981 à 2014 (2 301 cas d'insolvabilité). Entre
7 autres choses, cette étude présente les intervalles moyens entre l'émission d'une cote et
8 l'avènement du défaut à l'égard des obligations financières d'une entreprise.

9 L'étude montre que pour une entreprise dont la première cote s'établit à B, le délai moyen
10 entre l'établissement de cette cote et le défaut est de 4,7 ans. Toutefois, ce délai moyen est
11 de seulement 2,7 ans si une entreprise maintient une cote de B ou si elle atteint
12 subséquemment cette cote, que ce soit à la suite de la dégradation d'une cote plus élevée
13 ou de l'amélioration d'une cote plus risquée.

14 De même, pour une entreprise dont la première cote s'établit à CCC/C, le délai moyen entre
15 l'établissement de cette cote et le défaut est de 2,3 ans. Ce délai est de seulement 0,8 an si
16 une entreprise maintient cette cote ou l'atteint subséquemment³⁶.

17 Par ailleurs, pour l'année 2014, parmi les compagnies présentant une cote de crédit de B+, B
18 ou B- l'année précédant leur situation d'insolvabilité, la majorité des cas d'insolvabilité étaient
19 attribuables à des cotes de B-³⁷.

20 Pour ces raisons et suivant ces conclusions, le Distributeur propose de modifier la grille de
21 niveau de risque selon les cotes de crédit de l'annexe VII comme présenté au tableau 2.

³⁵ Standard & Poor's Financial Services, Default, Transition, and Recovery: 2014 Annual Global Corporate Default Study And Rating Transitions, 30 avril 2015. Voir l'annexe A pour les extraits pertinents.

Étude complète en ligne : https://www.nact.org/resources/2014_SP_Global_Corporate_Default_Study.pdf

³⁶ *Ibid.* page 36.

³⁷ *Ibid.* pages 23 à 26.

**TABLEAU 2 :
NOUVELLE GRILLE DE NIVEAU DE RISQUE SELON LES COTES DE CRÉDIT**

1	2	3	4	5
Source de la notation	À très faible risque	À faible risque	Risqué	Très risqué
Standard & Poor's	AAA à A-	BBB+ à BB	BB- à B	B- à D
Moody's	Aaa à A3	Baa1 à Ba2	Ba3 à B2	B3 à D
DBRS (LTO)	AAA à A bas	BBB haut à BB	BB bas à B	B bas à D
Fitch	AAA à A-	BBB+ à BB	BB- à B	B- à D
Hydro-Québec	A	B	C	D

- 1 Le Distributeur tient à mentionner que ses propositions en matière de gestion du risque sont
 2 raisonnables lorsque comparées avec l'approche appliquée par Hydro One³⁸. Effectivement,
 3 Hydro One atténue son risque progressivement selon la cote de crédit du client et couvre
 4 complètement son risque à partir de la cote de crédit BB+ alors que le Distributeur propose
 5 d'appliquer des mesures de mitigation du risque à partir de la cote BB-.
- 6 Le tableau 3 résume les propositions du Distributeur.

**TABLEAU 3 :
MODALITÉS EN MATIÈRE DE GESTION DU RISQUE VISANT LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE**

Cotes de crédit	Mesures de mitigation du risque actuelles	Mesures de mitigation du risque proposées
BB et plus	Aucune mesure	Aucune mesure
BB-, B+, B	Réduction du délai de paiement de la facture mensuelle qui passe de 21 à 5 jours ouvrables suivant l'émission de la facture (pour les cotes B+ et B seulement).	Réduction du délai de paiement de la facture mensuelle qui passe de 21 à 7 jours calendaires suivant l'émission de la facture (pour les cotes BB-, B+ et B) Demande d'un dépôt équivalent à 14 jours de consommation pour le client présentant une cote risquée depuis au moins 2 évaluations annuelles consécutives.
B-	Réduction du délai de paiement de la facture mensuelle qui passe de 21 à 5 jours ouvrables suivant l'émission de la facture.	Paiement de la consommation hebdomadaire estimée dans les 7 jours. Demande d'un dépôt équivalent à 14 jours de consommation lorsque la situation le requiert.
CCC+ et au-dessous	Paiement de la consommation hebdomadaire estimée dans les 7 jours. Demande d'un dépôt équivalent à 12 jours de consommation lorsque la situation le requiert.	Paiement de la consommation hebdomadaire estimée dans les 7 jours. Demande d'un dépôt équivalent à 14 jours de consommation lorsque la situation le requiert.

³⁸ Hydro One Networks Inc., Clients du réseau de distribution, *Conditions de service*, 1^{er} janvier 2015, page 72.

8.1.5. *Autres changements*

1 Le Distributeur propose d'apporter les modifications suivantes à l'annexe VII :

- 2 • à l'article 2.1, au paragraphe 7, les « dettes totales » sont à présent définies comme
3 tout passif, à l'exception des créances à l'égard fournisseurs et frais courus et des
4 impôts ;
- 5 • aux articles 2.1 et 2.2, au paragraphe 10, le déficit actuariel du régime de retraite est
6 modifié par le déficit de solvabilité du régime de retraite.

9. AUTRES CHANGEMENTS

9.1. Dispositions transitoires

7 Le Distributeur propose le retrait du chapitre traitant des dispositions transitoires
8 (chapitre 19) et les modifications suivantes aux articles :

- 9 • le déplacement des articles 19.1 et 19.2 traitant du remplacement et de l'entrée en
10 vigueur des CSÉ dans le chapitre des dispositions générales ;
- 11 • l'intégration de l'article 19.3, traitant de la tension d'alimentation, à l'article 14.3 ;
- 12 • l'abrogation des articles 19.4 à 19.9, considérant que tous les suivis relatifs à ces
13 articles sont terminés.

9.2. Terminologie

14 Dans le cadre du dossier tarifaire 2015-2016, le Distributeur a décidé de reporter certains
15 changements terminologiques et de présenter ses propositions dans le cadre du présent
16 dossier³⁹. Le Distributeur présente le statut sur la terminologie qui avait été proposé :

- 17 • remplacement de « requérant » ou « demandeur » : uniformisation de la
18 terminologie et utilisation du mot « client », plutôt que « requérant » ou
19 « demandeur » dans toutes les circonstances où ils étaient utilisés. La définition de
20 « client » a été ajustée en conséquence ;
- 21 • remplacement de « titulaire » par client ou responsable : uniformisation de la
22 terminologie et utilisation du mot « client » lorsque le mot « titulaire » était utilisé.
23 Quant au mot « responsable », il est utilisé principalement pour qualifier le « client ».

24 Le Distributeur propose également de modifier les termes suivants :

- 25 • « lieu de consommation » est maintenant le terme privilégié dans le texte en
26 remplacement de « local » et « immeuble ». Toutefois « immeuble » demeure utilisé
27 dans les articles concernant les propriétaires. Une définition de « Lieu de
28 consommation » a été ajoutée ;

³⁹ Décision D-2015-018, paragraphes 807 et 808.

- 1 • les termes « résiliation » ou « résilier » sont privilégiés en remplacement de « fin
2 d’abonnement ». La notion de résiliation est juridiquement plus adéquate en matière
3 contractuelle ;
- 4 • le terme « bi-énergie » est remplacé par « biénergie » à des fins de cohérence avec
5 les Tarifs.

6 Dans la décision D-2012-128⁴⁰, la Régie approuvait une modification à l'article 3.1 des CSÉ
7 afin d'ajouter la définition de « compteur de nouvelle génération » et jugeait qu'il n'est pas
8 nécessaire d'ajouter une définition pour « compteur sans émission de radiofréquences ».
9 Dans le présent dossier, le Distributeur propose de modifier cette terminologie comme suit :

- 10 • remplacement de l'expression « compteur de nouvelle génération » par « compteur
11 communicant », étant donné que cette technologie est dorénavant la norme de
12 l'industrie. Par ailleurs, une précision a été ajoutée à la définition existante afin
13 d'inclure les appareils avec lien téléphonique ;
- 14 • remplacement de l'expression « compteur sans émission de radiofréquences » par
15 « compteur non communicant ». À cet effet, une définition de « compteur non
16 communicant » a été ajoutée incluant tout autre appareillage de mesure de
17 technologie à communication unidirectionnelle.

18 Le Distributeur introduit aussi une nouvelle disposition interprétative pour le calcul des délais.
19 En conséquence, hormis les délais des avis prévus au chapitre 9 sur les dépôts et garanties
20 de paiement et au chapitre 12 sur le refus ou interruption de service, uniquement les mots
21 « jour » ou « jours » sont utilisés dans le texte sans ajout de qualificatif.

22 Enfin, par souci de clarté et d'allègement du texte, le Distributeur ajoute quelques définitions.
23 L'expression « par écrit » est désormais utilisée pour englober la transmission par voie
24 électronique (courriel, Internet, *Espace client*, site Web d'Hydro-Québec), par la poste ou par
25 télécopieur.

⁴⁰ Décision D-2012-128, paragraphe 19.

ANNEXE A :

**EXTRAITS DE L'ÉTUDE DE
STANDARD & POOR'S FINANCIAL SERVICES,
DEFAULT, TRANSITION, AND RECOVERY: 2014 ANNUAL GLOBAL
CORPORATE DEFAULT STUDY AND RATING TRANSITIONS,
30 AVRIL 2015**

RatingsDirect®

Default, Transition, and Recovery:

2014 Annual Global Corporate Default Study And Rating Transitions

Global Fixed Income Research:

Diane Vazza, Managing Director, New York (1) 212-438-2760; diane.vazza@standardandpoors.com
Nick W Kraemer, FRM, Senior Director, New York (1) 212-438-1698;
nick.kraemer@standardandpoors.com

Research Contributors:

Nivritti Mishra Richhariya, CRISIL Global Analytical Center, an S&P affiliate, Mumbai
Abhik Debnath, CRISIL Global Analytical Center, an S&P affiliate, Mumbai
Mayur Sangoi, CRISIL Global Analytical Center, an S&P affiliate, Mumbai

Table Of Contents

2014 Summary

Annual Global Trends

2014 Timeline: Generally Calm, But Starting To Enter Choppy Waters

Quarterly Trends

Lower Ratings Are Consistent With Higher Default Vulnerability

Industry Variations

Hefty Growth In Speculative-Grade Ratings

Transition Tables And Cumulative Default Rates

Gini Ratios And Lorenz Curves

Appendix I: Methodology And Definitions

Chart 12b



Table 8 provides a list of all the defaulted, publicly rated companies recorded in 2014. For additional details on the 2014 defaulters, see Appendix III.

Table 8

2014 Global Publicly Rated Corporate Defaults

Company name	Reason for default	Country	Industry	Debt amount (mil. \$)	Default date	Rating one year prior to default	Rating three years prior to default	First rating	Date of first rating
Tuscany International Drilling Inc	Chapter 11	Canada	Energy and natural resources	0.0	2/2/2014	B	-	B	11/7/2012
Cognor S.A.	Distressed exchange	Poland	Energy and natural resources	169.7	2/4/2014	CCC+	-	CCC+	10/4/2012
Alliance Bank JSC	Missed principal	Kazakhstan	Financial institutions	988.8	2/11/2014	B-	B-	B-	6/10/2010
MModal LLC	Missed interest	U.S.	High technology/computers/office equipment	770.0	2/19/2014	B+	-	B+	9/4/2012

Table 8

2014 Global Publicly Rated Corporate Defaults (cont.)									
Midwest Vanadium Pty Ltd.	Missed interest	Australia	Aerospace/automotive/capital goods/metal	335.0	2/20/2014	CCC+	B-	B-	2/1/2011
Sorenson Communications Inc.	Chapter 11	U.S.	Leisure time/media	1,620.0	3/4/2014	-	-	B-	5/29/2013
USEC Inc.	Chapter 11	U.S.	Aerospace/automotive/capital goods/metal	575.0	3/5/2014	CCC	CCC+	BBB+	8/4/1998
Travelport Holdings Ltd.	Distressed exchange	U.S.	Transportation	4,215.7	3/5/2014	-	-	CCC+	4/26/2013
Aralco Industria e Comercio S.A.	Foreign bankruptcy	Brazil	Consumer/service sector	250.0	3/6/2014	-	-	B	4/8/2013
Sbarro LLC	Chapter 11	U.S.	Consumer/service sector	287.3	3/10/2014	B-	-	B-	1/24/2012
Global Geophysical Services Inc.	Chapter 11	U.S.	Energy and natural resources	250.0	3/27/2014	B+	B	B-	1/12/2007
Koosharem Corp.	Chapter 11	U.S.	Leisure time/media	209.0	4/1/2014	NR	CCC-	B-	6/16/2006
Brookstone Inc.	Chapter 11	U.S.	Consumer/service sector	125.6	4/3/2014	NR	B-	B-	12/30/2010
Guitar Center Holdings Inc.	Distressed exchange	U.S.	Consumer/service sector	3,066.8	4/3/2014	B-	B-	B-	10/10/2007
Texas Competitive Electric Holdings Co. LLC	Missed interest	U.S.	Utility	28,650.8	4/4/2014	CCC	-	CCC	2/1/2013
Baghlan Group FZCO	Missed interest	Azerbaijan	Energy and natural resources	0.0	4/8/2014	-	-	B	6/18/2013
James River Coal Co.	Chapter 11	U.S.	Energy and natural resources	907.5	4/9/2014	CCC	-	CCC	11/15/2012
The Cash Store Financial Services Inc.	Foreign bankruptcy	Canada	Financial institutions	120.8	4/15/2014	CCC+	-	B	1/12/2012
Momentive Performance Materials Inc.	Chapter 11	U.S.	Health care/chemicals	6,981.0	4/16/2014	CCC	B-	CCC-	6/22/2009
Energy Future Holdings Corp.	Chapter 11	U.S.	Utility	8,316.4	5/1/2014	CCC	-	CCC	2/1/2013
GSE Environmental Inc.	Chapter 11	U.S.	Health care/chemicals	217.8	5/6/2014	B	B-	BB-	5/7/1987
Allen Systems Group Inc.	Missed interest	U.S.	High technology/computers/office equipment	815.0	5/20/2014	CCC	-	CCC	12/20/2012
Affinion Group Holdings Inc.	Distressed exchange	U.S.	Leisure time/media	3,065.6	6/10/2014	-	-	CCC+	12/26/2013
Altegrity Inc.	Distressed exchange	U.S.	Consumer/service sector	51.0	7/3/2014	CCC+	B	BB-	12/4/2002
PT Bumi Resources Tbk.	Distressed exchange	Indonesia	Energy and natural resources	1,000.0	7/4/2014	B-	BB	BB	10/30/2009
Nelson Education Ltd.	Missed interest	Canada	Leisure time/media	482.0	7/8/2014	CCC+	B-	B	6/14/2007

Table 8

2014 Global Publicly Rated Corporate Defaults (cont.)									
Espirito Santo Financial Group S.A.	Foreign bankruptcy	Luxembourg	Financial institutions	0.0	7/24/2014	NR	NR	A-	5/14/1998
New World Resources N.V.	Chapter 15	U.K.	Energy and natural resources	1,037.7	8/1/2014	B-	BB-	BB-	5/3/2007
SMU S.A. y Subsidiarias	Missed interest/principal	Chile	Leisure time/media	300.0	8/1/2014	CCC+	-	B	1/29/2013
Mriya Agro Holding PLC	Missed interest	Cyprus	Consumer/service sector	650.0	8/8/2014	B	B	B-	11/2/2010
PT Bumi Resources Tbk. §	Missed principal	Indonesia	Energy and natural resources	0.0	8/13/2014	-	-	CC	7/7/2014
Walter Energy Inc.	Distressed exchange	U.S.	Energy and natural resources	4,045.0	8/14/2014	B	BB-	BB	3/6/2003
Essar Steel Algoma Inc.	Chapter 15	Canada	Aerospace/automotive/capital goods/metal	1,134.7	8/18/2014	CCC+	B-	B	6/7/2007
NII Holdings Inc.	Missed interest	U.S.	Telecommunications	4,350.0	8/19/2014	B-	B+	B+	8/7/2009
Alion Science and Technology Corp.	Distressed exchange	U.S.	High technology/computers/office equipment	560.0	8/19/2014	CCC+	B-	B+	6/30/2004
Endeavour International Corporation	Missed interest	U.S.	Energy and natural resources	554.0	9/5/2014	CCC+	-	B-	7/17/2012
American Media Inc.	Distressed exchange	U.S.	Leisure time/media	469.9	9/11/2014	-	-	CCC+	11/18/2013
Waterford Gaming LLC	Missed principal	U.S.	Leisure time/media	128.5	9/16/2014	CCC	CCC	B+	3/8/1999
MobileServ Ltd.	Foreign bankruptcy	U.K.	Consumer/service sector	900.7	9/16/2014	B	B+	B+	5/12/2011
Reichhold Industries Inc.	Chapter 11	U.S.	Health care/chemicals	207.0	10/2/2014	B-	-	B-	5/8/2012
Mashantucket (Western) Pequot Tribe	Missed interest	U.S.	Leisure time/media	1,388.1	10/3/2014	-	-	CCC+	3/28/2014
Trinidad Cement Limited Group	Missed principal	Trinidad and Tobago	Forest and building products/homebuilders	0.0	10/3/2014	-	-	B	5/6/2014
Industrias Metalurgicas Pescarmona S.A.I.C.y.F.	Missed interest/principal	Argentina	Aerospace/automotive/capital goods/metal	703.2	10/6/2014	B-	B+	B	7/27/2007
LDK Solar Co. Ltd.	Chapter 11	China	High technology/computers/office equipment	0.0	10/21/2014	NR	NR	B+	5/4/2011
Hidili Industry International Development Ltd.	Distressed exchange	Cayman Islands	Energy and natural resources	400.0	10/22/2014	CCC+	BB-	BB-	10/18/2010
UniTek Global Services Inc.	Chapter 11	U.S.	Telecommunications	210.0	11/3/2014	NR	-	CCC	7/18/2013
Education Management LLC	Missed interest/principal	U.S.	Leisure time/media	1,812.0	11/17/2014	B-	BB-	B	5/12/2006
Molycorp Inc.	Distressed exchange	U.S.	Energy and natural resources	1,236.5	11/26/2014	CCC+	-	B	7/5/2012

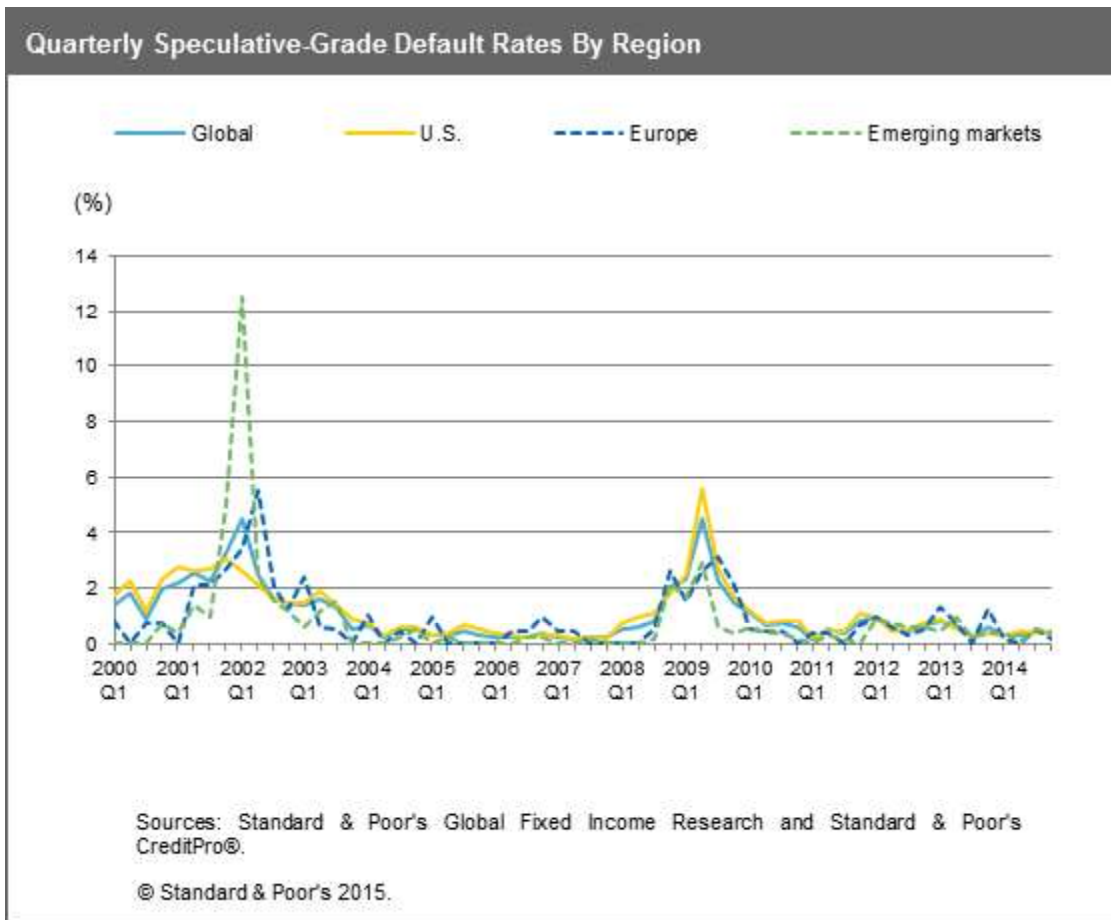
Table 8

2014 Global Publicly Rated Corporate Defaults (cont.)									
OJS Commercial Bank Rost Bank	Regulatory directive	Russian Federation	Financial institutions	0.0	12/3/2014	-	-	B-	1/14/2014
Caesars Entertainment Operating Co. Inc.	Missed interest/principal	U.S.	Leisure time/media	4,767.9	12/15/2014	CCC+	B-	CCC	4/21/2009
LBI Media Inc.	Distressed exchange	U.S.	Leisure time/media	581.3	12/23/2014	CCC-	-	CCC-	11/11/2013
iPayment Inc.	Distressed exchange	U.S.	High technology/computers/office equipment	1,146.0	12/30/2014	B-	B	B	4/5/2006
Southern Pacific Resources Corp.	Missed interest	Canada	Energy and natural resources	224.0	12/31/2014	B-	-	B-	1/11/2013
Total*				90,277.4					

*This total does not match table 1 because it excludes confidentially rated defaults. §Initial ratings for these companies are those immediately following a prior default in 2014. Sources: Standard & Poor's Global Fixed Income Research and Standard & Poor's CreditPro®.

The number of large rating changes (in terms of number of notches) was at an all-time low in 2014. In addition, for both upgrades and downgrades, the annual average number of notches of ratings changes were at some of their lowest levels in absolute terms (see chart 13). At the end of 2014, the average number of notches for upgrades was 1.16, and the average notches for downgrades hit an all-time low of 1.36.

Chart 16



Lower Ratings Are Consistent With Higher Default Vulnerability

On average, there is a negative correlation between the initial rating on a firm and its time to default, if that occurs. For example, for the entire pool of defaulters (1981-2014), the average times to default for issuers that were originally rated in the 'A' and 'B' categories were 12.7 years and 4.7 years, respectively, from initial rating (or from Dec. 31, 1980, the start date of the study), whereas issuers in the 'CCC' rating category or lower had an average time to default of only 2.3 years. In cases where an issuer emerges from a prior default (including distressed exchanges), we consider it a separate entity, and the original rating is the first after the default event. Table 10 displays the median, average, and standard deviations for the time to default from the original rating. The differences between each rating category's minimum and maximum times to default are in the last column under "range." Table 11 presents the average and median times to default from each rating category for all subsequent ratings received. In both cases, the standard deviation of the times to default generally shrink progressively as the rating gets lower. Generally speaking, the average time to default for each rating category is longer when based on the initial rating on an issuer than it is based on ratings reached later in the issuer's history, particularly for speculative-grade ratings.

Table 10

Time To Default From Original Rating For Global Corporate Defaulters (1981-2014)					
Original rating	Defaults	Average years from original rating*	Median years from original rating	Standard deviation of years from original rating	Range
AAA	8	18.0	18.5	11.4	23.0
AA	30	14.9	12.8	8.5	27.3
A	91	12.7	10.8	7.7	27.0
BBB	191	8.2	6.8	5.7	30.7
BB	555	6.5	5.1	5.0	28.2
B	1,242	4.7	3.5	3.9	26.5
CCC/C	184	2.3	1.4	2.8	17.4
Total	2,301	5.7	4.0	5.2	30.9

*Or Dec. 31, 1980, whichever is later. Sources: Standard & Poor's Global Fixed Income Research and Standard & Poor's CreditPro®.

Table 11

Time To Default From Post-Original Ratings For Global Corporate Defaulters (1981-2014)				
Rating path to default	Average years from rating category	Median years from rating category	Standard deviation of years from rating category	
AAA	19.5	19.5	5.4	
AA	13.5	15.2	8.3	
A	10.1	8.8	7.1	
BBB	7.5	5.8	6.3	
BB	5.1	3.6	4.9	
B	2.7	1.5	3.3	
CCC/C	0.8	0.3	1.5	
NR	4.5	2.8	4.7	
Total	3.1	1.2	4.4	

Sources: Standard & Poor's Global Fixed Income Research and Standard & Poor's CreditPro®.

Table 12 shows the cumulative distribution of defaulters by timeline of default count based on the original rating on a firm. The first row is the rating distribution of defaults occurring within 12 months of the original rating. The second row is the distribution of the cumulative count of defaults occurring within three years of the original rating. In line with expectations, the majority (90.2%) of companies that defaulted within one year of the original rating are from the lowest speculative-grade rating categories (see table 12). For example, of the 153 companies that defaulted within 12 months of having been rated, 138 were originally in the 'B' category ('B+', 'B', and 'B-') or lower. Only when looking at longer time frames do companies with higher original ratings surface among the defaulters. For example, of all the companies that defaulted during 1981-2014, only two entities rated 'AAA' at inception defaulted within seven years. Throughout the 34-year span, only eight companies initially rated 'AAA' have ever defaulted. These were Macy's Inc., Ally Financial Inc., Ambac Assurance Corp., Mutual Benefit Life Insurance Co., Executive Life Insurance Co. CA, Confederation Life Insurance Co., Motors Liquidation Co. (formerly known as General Motors Corp.), and Eastman Kodak Co.

Table 13 shows the cumulative defaults over various time horizons from all ratings received subsequent to initial ratings. Each issuer is likely to be captured multiple times, in line with its migration from one rating to another, so the