

# RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT MONTRÉAL

N° R-3863-2013  
PROJET DE LECTURE À DISTANCE - PHASES 2 ET 3

---

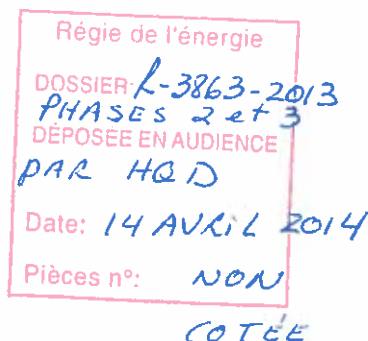
HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5) ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4

Distributeur

---

## ARGUMENTATION ÉCRITE DU DISTRIBUTEUR

---



Me Marie-Josée Hogue  
**McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l.**  
1000, rue De La Gauchetière Ouest  
Montréal (Québec) H3B 0A2  
Tél. : (514) 397-7091  
Télec. : (514) 875-6246

Me Jean-Olivier Tremblay  
**Affaires Juridiques Hydro-Québec**  
75, boulevard René-Lévesque Ouest  
Montréal (Québec) H2Z 1A4  
Tél. : (514) 289-2211 poste 4683  
Télec. : (514) 289-2007

*Procureurs du Distributeur*

## SOMMAIRE DE L'ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR

L'autorisation des phases 2 et 3 du projet LAD doit être accordée par la Régie de l'énergie, notamment pour les motifs suivants :

1. Les phases 2 et 3 du projet LAD se justifient par le déploiement des compteurs de nouvelle génération (« CNG »), des routeurs et des collecteurs sur l'ensemble du territoire desservi par le Distributeur, afin d'exploiter une infrastructure de mesurage avancée (« IMA ») de manière à générer les gains d'efficacité déjà présentés à la Régie de l'énergie (la « Régie ») et qui ont été confirmés lors du déploiement de la phase 1.
2. En effet, par la présente demande, le Distributeur demande l'autorisation de la Régie pour poursuivre son déploiement, utilisant à cette fin les investissements et les travaux en infrastructure déjà effectués lors de la phase 1 du projet LAD.
3. Les excellents résultats rencontrés dans le cadre de la phase 1 démontrent l'à-propos de poursuivre le projet LAD. Ces résultats se sont réalisés à tous les égards : la performance du Distributeur et de ses sous-traitants dans l'exécution du projet, la justesse de l'enveloppe financière prévue, l'acceptabilité sociale du projet, les choix technologiques du Distributeur et les gains attendus :
  - (a) En date du 31 mars 2014, le Distributeur et son prestataire de services ont installé 1,344 million des 1,69 million de compteurs visés par la phase 1. Dans ce contexte, le Distributeur a réalisé plusieurs économies qui ont permis un écart favorable prévu au 28 février 2014 de 13,1 M\$ par rapport aux coûts prévus pour cette phase;
  - (b) Les installateurs constatent une bonne acceptation sociale du projet LAD sur le terrain et leur expérience est confirmée par l'expérience des équipes du Distributeur dédiées au traitement des préoccupations exprimées par la clientèle; et
  - (c) L'infrastructure technologique déployée s'avère très performante et très stable, au-delà même des attentes des spécialistes du Distributeur impliqués dans le projet.
4. Les coûts anticipés de la phase 1 à ce jour et le rythme d'installation des compteurs observé font en sorte que le Distributeur est certain que les hypothèses en matière d'installation d'équipements de communication et de remplacement de compteurs, qui avaient été établies sur la base de son expérience, se concrétiseront également dans les phases 2 et 3.
5. Dans ce contexte, outre la mise en place de l'IMA dans la phase 1, peu d'éléments distinguent une phase des autres phases quant au plan de remplacement des compteurs, sinon les volumes de compteurs à installer et la densité de la clientèle dans les territoires visés.
6. Les coûts prévus pour les phases 2 et 3 sont donc en lien avec ceux déposés dans le cadre du dossier R-3770-2011 et nécessaires pour la réalisation du projet LAD ainsi que les objectifs du projet, approuvés par la Régie dans la décision D-2012-127, soit la pérennité du parc de compteurs, la poursuite des gains d'efficacité et le choix d'une technologie évolutive.

**De plus, en réponse à certaines préoccupations soulevées par des intervenants, le Distributeur tient à souligner notamment que :**

Les installations soi-disant plus « compliquées » - les compteurs intérieurs et les compteurs commerciaux ou triphasés

7. Les compteurs situés à l'intérieur et les compteurs commerciaux ou triphasés ne sont pas et n'ont jamais été un enjeu réel du projet LAD et ne sont pas non plus nécessairement des cas « compliqués » : le Distributeur possède une grande expérience dans la gestion de son parc de compteurs, y compris, avant le projet LAD, d'un budget de plusieurs millions de dollars chaque année pour l'installation et le remplacement de compteurs. De plus, dans certains cas, notamment dans le cas des chambres de compteurs, les installations intérieures s'effectuent plus rapidement que les installations extérieures.
8. Les hypothèses de coûts d'installation tiennent compte de divers éléments, dont les types d'installation, la complexité, le nombre de déplacements requis et les distances à parcourir, et le Distributeur a établi le temps moyen d'installation et la taille des équipes afin de rencontrer ses objectifs en conséquence.

Gestion des risques

9. Il n'y a pas d'enjeu au niveau de l'approvisionnement des compteurs, dont plus de 95% des compteurs devant être installés ont été approuvés par Mesures Canada et sont disponibles pour installation :
  - a) Les compteurs résidentiels Elster « REXU » ont reçu l'approbation de Mesures Canada au mois de mars 2014 et le Distributeur a reçu le premier lot qui est prêt pour un projet pilote. Ayant effectué son processus d'homologation, le Distributeur est convaincu que la performance de ces compteurs sera conforme à ses attentes;
  - b) Le modèle commercial d'Elster est déjà approuvé par Mesures Canada au niveau métrologique. Elster doit uniquement demander une révision de cette approbation en lien avec l'intégration de ses compteurs avec la carte de communication de Landis+Gyr; et
  - c) Landis+Gyr a fait une mise à jour de son compteur commercial S4e, qui sera remplacé par le S4x comme modèle de base. Le Distributeur a choisi de profiter de cette nouvelle version et, ayant fait des essais, il est très confiant que l'approbation de Mesures Canada sera obtenue sans difficulté.
10. Une augmentation du nombre d'installations par les employés du Distributeur ne comportera pas non plus d'enjeu, car l'efficacité des installations effectuées par les employés du Distributeur a contribué à la réalisation des gains lors de la phase 1. D'autre part, les hypothèses de coûts d'installation pour les phases 2 et 3 tiennent compte du fait que ces employés effectuent toutes les installations complexes qui requièrent un temps plus élevé par installation.
11. Le véritable risque serait un retard dans le déploiement de la phase 2 qui pourrait engendrer des coûts additionnels de l'ordre de 2 à 3 M\$ par mois d'attente, excluant les coûts liés au redémarrage du projet.

L'acceptabilité sociale du projet LAD

12. La bonne expérience des installateurs sur le terrain et des équipes du Distributeur dédiés au traitement des préoccupations exprimées par la clientèle est confirmée par plusieurs éléments, dont i) le faible taux de plaintes, d'appels à la ligne d'information nouveaux compteurs (LINC) et

d'avis de non-consentement, ii) le taux de satisfaction de la clientèle à l'égard de l'installation des compteurs, soit de 8,6 sur 10 pour le mois de février 2014, et iii) le déploiement des CNG se poursuivant rondement et sans embûche dans les régions ayant une forte proportion de compteurs situés à l'intérieur (Hochelaga-Maisonneuve, Rosemont) ou ayant adopté des résolutions exprimant une soi-disant « opposition » au projet.

13. En effet, le Distributeur n'aurait jamais pu réaliser 8 000 installations par jour sans la collaboration de la clientèle.

#### Déploiement en réseaux autonomes

14. L'analyse économique du Distributeur portait sur son parc de compteurs dans son ensemble, y compris les réseaux autonomes, et la présente demande vise les phases 2 et 3 dans leur ensemble. La Régie doit analyser et rendre sa décision sur la présente demande et ne peut pas se prononcer sur une solution alternative souhaitée par un intervenant, soit l'exclusion des réseaux autonomes du projet LAD.
15. Quoi qu'il en soit, un remplacement des compteurs des réseaux autonomes à court terme est inévitable, notamment en raison des nouvelles règles d'étalonnage et d'échantillonnage de Mesures Canada, qui deviendront plus exigeantes.

#### Mise en conformité des installations des clients

16. La responsabilité du client pour les travaux de réparation de son installation est l'un des principes-directeurs du système de réglementation, y compris les CDSÉ, et une modification des conditions de service est hors du cadre de ce dossier ainsi que tardive, alors que le Distributeur est sur le point de compléter la phase 1 du projet et la Régie a récemment approuvé les CDSÉ en vigueur par la décision D-2014-052.
17. Le nombre de cas où l'installation du CNG a requis l'intervention du client est faible, soit environ de 6000 en date du 13 février 2014, et l'obligation des personnes à faible revenu d'assumer les frais de la mise en conformité de leur installation ne crée pas d'enjeu significatif qui justifierait une modification du système de réglementation.

## TABLE DES MATIÈRES

I.	LA DEMANDE .....	1
II.	LE CADRE RÉGLEMENTAIRE .....	2
	A) Les dispositions législatives pertinentes .....	2
	B) L'encadrement du présent dossier .....	3
	C) Le contexte factuel de la présente demande – la poursuite des excellents résultats de la phase 1 .....	4
	D) Le fardeau de preuve du Distributeur .....	11
III.	ARGUMENTATION .....	11
	A) Objectifs visés par le projet LAD et justification de ces objectifs .....	11
	B) Description des phases 2 et 3 du projet LAD .....	12
	C) Étude de faisabilité économique .....	12
	D) Coûts associés aux phases 2 et 3 du projet LAD .....	15
	E) Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois .....	20
	F) Impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité .....	21
	G) Impacts sur la qualité du service .....	22
	H) Autres solutions envisagées .....	22
	I) Le suivi du projet LAD dans son intégralité .....	23
IV.	L'ÉTENDUE TERRITORIALE DU DÉPLOIEMENT DE LA PHASE 1 ET LES GAINS D'EFFICIENCES .....	24
V.	CONCLUSION .....	26

## I. LA DEMANDE

1. Hydro-Québec Distribution (« **HQD** » ou le « **Distributeur** ») dépose une demande d'autorisation auprès de la Régie pour faire autoriser les phases 2 et 3 du projet Lecture à distance (le « **projet LAD** »), conformément aux exigences de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « **Loi** »)<sup>1</sup> et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « **Règlement** »).<sup>2</sup>
2. Le projet LAD vise la mise en place d'une IMA et le remplacement de 3,75 millions de compteurs en service par des CNG. Le projet LAD touche toutes les clientèles d'HQD, à l'exception des clients grande puissance (tarifs L et LG).
3. La phase 1 du projet LAD a été autorisée par la Régie le 5 octobre 2012 par la décision D-2012-127. Cette autorisation a permis au Distributeur de mettre en place une IMA et de débiter son plan de remplacement des compteurs de la phase 1. En date du 31 mars 2014, le Distributeur et son prestataire de services ont installé 1,344 million des 1,69 million de compteurs que compte le territoire visé par la phase 1.
4. À cet égard, le Distributeur ne peut que constater les excellents résultats obtenus, y compris les coûts anticipés qui sont inférieurs à ceux prévus, le rythme d'installation des compteurs constaté, supérieur à celui prévu, et l'accueil favorable des clients. Tous ces éléments démontrent la justesse de la planification et de l'exécution par le Distributeur du projet LAD et militent clairement en faveur de la poursuite du déploiement dans les phases 2 et 3.
5. Le Distributeur gère une impressionnante logistique afin de réaliser ce haut niveau d'efficacité qui doit être préservé pour éviter une augmentation des coûts. Tel que le soulignait M. George Abiad lors de son témoignage :  
  

*[N]os équipes sont là présentement en prévision du fait que lorsque, nous le souhaitons, on aurait une autorisation d'aller de l'avant avec la Phase 2 et Phase 3, qu'on ne ralentisse pas les équipes, qu'on n'est pas obligé de mettre du monde dehors et recommencer de déployer. Vous avez vu dans ma présentation comment l'effort ça a pris pour atteindre un rythme de croisière. Et si on perd ce rythme de croisière là, c'est des millions de dollars qu'on va être obligé d'imputer au projet.*<sup>3</sup>
6. Par la présente demande, le Distributeur recherche donc l'autorisation de la Régie pour poursuivre son plan de remplacement des compteurs des phases 2 et 3 et ainsi compléter le déploiement sur tout le territoire qu'il dessert. Les travaux, pour lesquels le Distributeur demande l'autorisation, totalisent 557,6 M\$ et s'étaleront de janvier 2014, par la mise en place des équipements de télécommunication dans certaines régions et sur les installations d'Hydro-Québec, à la fin de juin 2018. Le déploiement des compteurs de nouvelle génération dans les phases 2 et 3 débutera dès l'autorisation de la Régie.

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>2</sup> RLRQ c R-6.01, r 2.

<sup>3</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 9 avril 2014, page 185.

7. Le plan de remplacement des compteurs des phases 2 et 3 couvre :
  - a) l'acquisition des CNG et des équipements de télécommunication (collecteurs et routeurs);
  - b) l'installation et l'intégration des équipements et des services de télécommunication requis dans chacune des régions;
  - c) le remplacement de 2,1 millions de compteurs existants par des CNG; et
  - d) la prise en charge par le centre d'exploitation du mesurage (« CEM ») des CNG installés aux fins de la facturation.
8. Si la Régie autorise la poursuite des phases 2 et 3, le Distributeur sera en mesure, d'un point de vue opérationnel, de planifier et de poursuivre le projet LAD plus efficacement dans son intégralité, sans distinction entre les phases, recherchant ainsi des économies et des gains d'efficacité au fur et à mesure du déploiement, peu importe à quelle phase ils se présentent.
9. Comme l'ensemble des phases du projet LAD constitue un projet global, le Distributeur propose de présenter désormais un suivi trimestriel également global des résultats de la poursuite du projet LAD, car un suivi séparé par phase entraînerait un certain niveau de complexité dans la compilation et le traitement de l'information. Le Distributeur propose toutefois de déposer, distinctement, un rapport de suivi final de la phase 1 lorsque le déploiement des 1,7 million de CNG de cette phase sera complété.

## II. LE CADRE RÉGLEMENTAIRE

### A) Les dispositions législatives pertinentes

10. En vertu de l'article 73 de la Loi, le Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle a fixés par règlement, pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution d'électricité.
11. En vertu de l'article 2 du Règlement, qui vise les projets d'investissement de 10 M\$ ou plus, toute demande d'autorisation du Distributeur doit être accompagnée des renseignements suivants :
  - a) Les objectifs visés par le projet;
  - b) La description du projet;
  - c) La justification du projet en relation avec les objectifs visés;
  - d) Les coûts associés au projet;
  - e) L'étude de faisabilité économique du projet;
  - f) La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
  - g) L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;

- h) L'impact sur la fiabilité du réseau de distribution d'électricité; et
- i) Le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

**B) L'encadrement du présent dossier**

12. Le projet LAD a été décrit et ses objectifs et sa justification dans son ensemble (phases 1, 2 et 3) ont été présentés dans le dossier R-3770-2011 et approuvés par la Régie par la décision D-2012-127, notamment à l'égard des éléments suivants : la pérennité du parc de compteurs, la poursuite des gains d'efficacité par le Distributeur et le choix d'une technologie évolutive permettant l'offre éventuelle de nouveaux services à la clientèle et l'amélioration de la qualité du service de distribution.
13. À cet égard, les phases 2 et 3 du projet LAD se justifient par le déploiement des CNG, des routeurs et des collecteurs sur l'ensemble du territoire desservi par le Distributeur, afin d'exploiter une IMA de manière à générer les gains d'efficacité déjà présentés et de permettre l'évolution technologique présentée lors du dossier R-3770-2011.
14. La présente demande s'inscrit donc comme la suite de la phase 1 au chapitre du plan de remplacement des compteurs pour les autres régions du Québec desservies par le Distributeur qui demande l'autorisation d'aller de l'avant avec les investissements déjà réalisés et les travaux déjà effectués lors de la phase 1 du projet LAD.
15. Dans ce contexte, outre la mise en place de l'IMA dans la phase 1, peu d'éléments distinguent une phase des autres phases quant au plan de remplacement des compteurs, sinon les volumes de compteurs à installer et la densité de la clientèle des territoires visés.
16. En conséquence, plusieurs des renseignements requis au Règlement et déposés dans le dossier R-3770-2011, toujours valables dans le contexte de la présente demande, ont déjà fait l'objet d'une analyse approfondie de la part de la Régie et des douze (12) intervenants dans le cadre de la demande d'autorisation de la phase 1 du projet LAD, après des audiences publiques tenues les 19, 20, 21, 22, 23, 26, 27, 28, 29 et 30 mars 2012, les 3 (à huis clos), 4, 5, 26 et 30 avril 2012 et les 17, 18, 22 et 25 mai 2012.<sup>4</sup>
17. Comme la Régie l'a noté dans sa décision procédurale D-2014-004, plusieurs enjeux concernant le projet LAD dans son ensemble « ont déjà été amplement débattus et traités de manière exhaustive par le Distributeur, les intervenants et la Régie lors de l'étude du dossier R-3770-2011. À cet égard, la décision D-2012-127 en témoigne ».<sup>5</sup>
18. La Régie n'a donc pas à refaire les analyses faites lors du dossier R-3770-2011 et elle a, avec raison, exclu plusieurs sujets du cadre d'analyse du présent dossier, y compris i) les objectifs visés par le projet LAD et sa justification en fonction des objectifs visés, ii) la description ou le périmètre du projet LAD, incluant l'évolutivité technologique du projet LAD, et iii) les solutions alternatives au projet LAD.<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> D-2012-127, paragraphes 4 et 9 (la liste des jours d'audience au 9 paragraphe ne comprend pas les 26 mars, 3 avril (tenus à huis clos) ni le 25 mai 2012).

<sup>5</sup> D-2014-004, paragraphe 30.

<sup>6</sup> *Ibid.*, paragraphe 31.



19. De plus, l'étude de faisabilité économique du projet LAD, démontrant que le projet LAD était avantageux, a été présentée au dossier R-3770-2011 pour l'ensemble des trois (3) phases. Cette étude, de même que ses conclusions, ont été retenues par la Régie<sup>7</sup> et demeurent d'actualité.
20. La Régie a donc confirmé que « l'étude de l'analyse économique du projet a été réalisée dans le cadre de l'examen du dossier R-3770-2011 ». <sup>8</sup>
21. En conséquence de ce qui précède, le cadre du présent dossier se limite, pour l'essentiel, à une analyse des :

*[N]ouveaux investissements requis et de juger s'ils sont utiles ou nécessaires dans le contexte de l'évolution du Projet.*<sup>9</sup>

**C) Le contexte factuel de la présente demande – la poursuite des excellents résultats de la phase 1**

22. Les excellents résultats obtenus lors de la phase 1 démontrent l'à-propos de poursuivre le projet LAD. Ceux-ci ont été obtenus à tous les égards : la performance du Distributeur et de ses sous-traitants dans l'exécution du projet, le respect de l'enveloppe financière prévue, l'acceptabilité sociale du projet, les choix technologiques du Distributeur et les gains attendus.

**Les économies réalisées lors de la phase 1 du projet LAD**

23. Le Distributeur a réalisé plusieurs économies lors de l'exécution de la phase 1 qui ont permis un écart favorable anticipé de 13,1 M\$ au 28 février 2014 par rapport aux coûts prévus pour cette phase lors du dossier R-3770-2011.
24. Ces écarts favorables découlent notamment des éléments suivants :

*Investissements:*

- a) 10,0 M\$ attribuables au coût unitaire plus faible qu'initialement prévu pour l'achat des compteurs et leur installation, particulièrement lorsque l'installation est effectuée par des installateurs du Distributeur.
  - i) Ces économies résultent en partie de la densité de la population couverte par la phase 1 et de l'efficacité des installations effectuées par les employés du Distributeur; et
  - ii) Elles incluent également une révision à la baisse du nombre prévu d'interventions requises d'un maître-électricien dans les cas où les installateurs constatent que l'embase est endommagée et présente un problème de sécurité de l'installation électrique;<sup>10</sup>

<sup>7</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 314 et 525.

<sup>8</sup> D-2014-057, paragraphe 71.

<sup>9</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 524.

<sup>10</sup> Pièce B-0062, HQD-4, document 1, page 8.

- b) 5,9 M\$ dégagés par des coûts moindres que prévus pour déployer l'infrastructure technologique d'information (1,8 M\$) et les équipements de télécommunication (4,1 M\$) nécessaires à la réalisation de la phase 1.<sup>11</sup>

*Charges d'exploitation:*

- c) 7,1 M\$ au niveau de la relocalisation des ressources en relève de compteurs, compte tenu du fait que les employés permanents sont plutôt réaffectés, au fur et à mesure, à des routes de relève non visées par le déploiement; et
- d) 3,3 M\$ dans les activités de formation et de communication (sous la rubrique « charges diverses ») par l'utilisation d'outils de formation développés pour les activités de base et par la révision à la baisse du nombre de ressources supplémentaires requises dans les activités de communication.<sup>12</sup>
25. Nonobstant ce qui précède, quelques intervenants, dont le GRAME et SÉ-AQLPA, ont remis en question la réalisation par le Distributeur des économies escomptées lors de l'achèvement de la phase 1.
26. D'emblée, le Distributeur rappelle que ces économies ont déjà été réalisées en date du 28 février 2014. Tel que le soulignait M. George Abiad lors de son témoignage :
- Alors c'est pour ça que je vous ai montré, Madame la Présidente, treize point un millions (13,1 M) et non pas vingt (20) parce que on voulait qu'on soit clair que le treize point un (13,1) c'est du réel, c'est du net du coût additionnel qui s'en vient.<sup>13</sup>*
27. Ces intervenants spéculent que des installations soi-disant plus « compliquées », notamment des cas transférés par le prestataire de services au Distributeur, et des installations de compteurs situés à l'intérieur des bâtiments ou de compteurs commerciaux et triphasés, ont été reportées et, qu'en conséquence, ce type d'installation pourrait engendrer une augmentation des coûts qui n'a pas été prise en compte selon eux.
28. Avec égards, le Distributeur considère que les préoccupations de ces intervenants ne sont pas fondées.
29. Le Distributeur souligne que ses prévisions budgétaires tiennent compte des cas qui sont, pour une raison ou une autre, plus coûteux, et incluent des montants pour les traiter. Les hypothèses de coûts d'installation tiennent compte de divers éléments, dont les types d'installation, la complexité, le nombre de déplacements requis et les distances à parcourir, et le Distributeur a établi le temps moyen d'installation et la taille des équipes afin de rencontrer ses objectifs en conséquence.<sup>14</sup> Tel que l'expliquait M. Renaud Graveline :

*Quand on a construit le cas d'affaire, on a calculé, on a tenu compte vraiment de chacune des situations, c'est-à-dire est-ce que c'est un type d'installation pour un client commercial, institutionnel, industriel.*

---

<sup>11</sup> *Ibid.*

<sup>12</sup> *Ibid.*

<sup>13</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 9 avril 2014, page 125.

<sup>14</sup> Pièce B-0026, HQD-2, document 7.2, page 4.

*C'est un client résidentiel, on a prévu, on a tenu compte de la densité de la population. Est-ce qu'il y a plus de déplacements, moins de déplacements? Donc c'est cas-là sont déjà prévus dans les hypothèses du cas d'affaire, Madame la Présidente.<sup>15</sup>*

30. Le Distributeur rappelle qu'il possède une grande expérience dans la gestion de son parc de compteurs, y compris, avant le projet LAD, d'un budget de plusieurs millions de dollars chaque année pour l'installation et le remplacement de compteurs.
31. Le Distributeur, se fondant sur son expérience, est le mieux placé pour prévoir le nombre de cas « compliqués » qui doivent être complétés et, à ce titre, est d'avis que les intervenants exagèrent le nombre de cas de cette nature et, de plus, omettent de tenir compte du fait que le Distributeur les a pris en compte dans l'établissement de ses prévisions budgétaires.
32. D'entrée de jeu, le Distributeur convient que, dans un souci de réaliser des économies d'échelle, il a adapté sa stratégie en faisant prioritairement des installations qui ont permis une synchronisation des équipes et une proximité stratégique avec le transport et les approvisionnements.
33. Cependant, les 1,344 million de compteurs installés en date du 31 mars 2014 couvrent plusieurs types d'installation possibles,<sup>16</sup> y compris l'installation des compteurs situés à l'intérieur des bâtiments ou celles qui nécessitent une prise de rendez-vous.
34. Les cas qui nécessitent une prise de rendez-vous ne sont pas nécessairement des installations « compliquées » et ils s'inscrivent dans le cadre normal de la gestion des affaires du Distributeur. La grande majorité de ces cas se déroulent sans particularité, outre la nécessité d'organiser un rendez-vous, ce qui est effectué par le centre d'appel et n'a donc pas d'impact sur le temps d'installation. Le Distributeur est en mesure de gérer ces cas efficacement, à l'intérieur de l'enveloppe financière prévue.
35. Les installations de compteurs situés à l'intérieur des bâtiments et de compteurs commerciaux triphasés ne sont pas non plus nécessairement des cas « compliqués ».
36. Dans certains cas, notamment dans le cas des chambres de compteurs pour lequel HQD a souvent les clés des locaux, les installations intérieures se déroulent même plus rapidement que les installations extérieures. Tel que le soulignait M. Abiad, le centre-ville, qui reste à être traité, comprend notamment des chambres de compteurs :

*[L]e centre-ville était prévu pour la fin parce qu'il y a beaucoup de compteurs intérieurs dans les chambres de compteurs, ce qui est plus facile à faire que lorsqu'on a des maisons à faire. Donc, on a commencé par ça puis on va finir par le plus simple. C'est pour ça les compteurs qui s'en viennent c'est plus des compteurs à l'intérieur, mais dans des chambres de compteurs pour des grands buildings, des grands condos, ces places-là.<sup>17</sup>*

---

<sup>15</sup> Témoignage de Renaud Graveline, N.S., le 9 avril 2014, page 73.

<sup>16</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 9 avril 2014, pages 36 à 37.

<sup>17</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 9 avril 2014, page 171.

37. Plus généralement, ni le Distributeur, ni le prestataire de services n'ont rencontré de difficultés particulières avec les compteurs situés à l'intérieur (au 31 décembre 2013, sur les 427 000 compteurs situés à l'intérieur remplacés dans la phase 1, moins de 28 000 ont été transférés par le prestataire de services au Distributeur.<sup>18</sup> Au 31 mars 2014, l'installation de 578 000 compteurs situés à l'intérieur a été complétée<sup>19</sup>). Tel que le notait Mme Johanne Babin lors de son témoignage : « *Actuellement au niveau des compteurs intérieurs ça va très bien.* »<sup>20</sup>
38. En ce qui concerne les installations de compteurs commerciaux et triphasés, elles pourraient être un peu plus longues à compléter, en raison de la spécificité technique de ces compteurs. Ce fait a été pris en compte dans les prévisions budgétaires du Distributeur pour leur installation.
39. Conséquemment, le Distributeur demeure persuadé d'être en mesure d'atteindre les économies escomptées et de réaliser la phase 1 à l'intérieur de l'enveloppe financière prévue.

#### L'acceptation sociale du projet LAD

40. Les installateurs constatent une bonne acceptation sociale du projet LAD sur le terrain. À titre illustratif, même le déploiement des CNG dans les régions ayant une forte proportion de compteurs situés à l'intérieur (Hochelaga-Maisonneuve, Rosemont), se poursuit rondement et sans embûches, démontrant la bonne acceptabilité sociale du projet LAD.
41. En effet, le Distributeur n'aurait jamais pu réaliser 8 000 installations par jour sans la collaboration de la clientèle :

*Sur le terrain, ça se passe très bien. Tantôt j'ai mentionné huit mille (8000) installations par jour. Il est clair que si ça se passait mal, pour atteindre un chiffre aussi important que huit mille (8000), huit mille (8000) par jour, et je vous ai dit tantôt que dans une année normalement on fait cinquante à soixante quinze mille (50 000-75 000), c'est parce que sur le terrain ça se passe très bien.*<sup>21</sup>

42. SÉ-AQLPA invoque des résolutions adoptées par plusieurs municipalités afin de supporter sa prétention d'une soi-disant opposition au projet LAD. Or, bien que le Distributeur ne soit pas au fait des circonstances entourant l'adoption de ces résolutions, il souligne que l'installation des CNG dans les municipalités applicables se poursuit sans particularités et ne rencontre pas de résistance particulière. Comme M. Abiad l'expliquait lors de son témoignage :

*[L]es municipalités qui ont passé des... des résolutions, mais on... plusieurs d'entre elles maintenant ont des [sic] contrats<sup>22</sup> de nouvelle génération, Madame la Présidente. On a changé les compteurs pareil. On a appliqué le processus réglementaire, on a envoyé des*

<sup>18</sup> Pièce B-0027, HQD-2, document 4, page 28.

<sup>19</sup> Pièce B-0062, HQD-4, document 1, page 12.

<sup>20</sup> Témoignage de Johanne Babin, N.S., le 9 avril 2014, page 66.

<sup>21</sup> Témoignage de Georges Abiad, N.S., le 9 avril 2014, page 26.

<sup>22</sup> Le Distributeur soumet que la transcription comporte un erreur quant au mot « contrats ». Celle-ci devrait plutôt se lire « compteurs ».

*lettres de trente (30) jours, les gens option de retrait, les gens ont compris. Il n'y a personne qui nous a empêché de changer le compteur, même si la municipalité a pris une résolution en ce sens-là. D'ailleurs toutes ces municipalités-là, si ma mémoire est bonne, toutes maintenant sont en nouvelle génération.*<sup>23</sup>

43. L'expérience des installateurs sur le terrain est confirmée par celle des équipes du Distributeur dédiées au traitement des préoccupations exprimées par la clientèle. Les intervenants de la ligne information nouveaux compteurs (LINC) ne reçoivent qu'un faible nombre d'appels et la quantité d'avis de non-consentement reçus est également faible. Il est estimé à environ 2 500 avis depuis le début du projet. Au surplus, ce nombre est fort probablement surévalué pour les raisons élaborées dans la réponse du Distributeur à la demande de renseignements de la Régie.<sup>24</sup>
44. L'accueil favorable des clients est également confirmé par le faible taux de plaintes. En effet, le Distributeur et le prestataire de services n'ont reçu que 519 plaintes au 31 mars 2014, sur un total de 1,344 million de compteurs installés.<sup>25</sup>
45. SÉ-AQLPA a remis en question la définition du Distributeur d'une « plainte ». Selon cet intervenant, le Distributeur doit tenir un registre de toutes les expressions de préoccupation/refus des CNG par la clientèle.
46. Cette recommandation de l'intervenant n'est pas utile, car l'expérience du Distributeur démontre que la grande majorité des expressions d'une soi-disant « préoccupation » est rapidement résolue lorsqu'il communique avec le client et l'informe adéquatement.
47. En conséquence, un registre de toutes les expressions de préoccupation au projet LAD ne serait pas utile, en plus d'être extrêmement onéreux à maintenir en temps et en argent, car la plupart des « préoccupations » ainsi consignées ne seront plus d'actualité lorsque les statistiques seront analysées.
48. De plus, le but de la comptabilisation des plaintes est de suivre la qualité du service fourni à la clientèle. Le Distributeur comptabilise les plaintes car celles-ci sont en lien direct avec ses services, ce qui n'est pas le cas pour les expressions de préoccupation. Comme M. Graveline l'expliquait lors de son témoignage :

*Un, la définition d'une plainte il faut vraiment qu'il y ait eu un service rendu. [...] Un avis de non-consentement c'est un client qui utilise un formulaire qui est prédéfini, qui n'est pas précis, qui ne fait que dire que le client ou le citoyen ne consent pas à ce qu'on aille installer un compteur. Moi, je ne vois pas l'utilité, je ne vois pas comment je peux utiliser ça pour améliorer la qualité de mon service par la suite.*<sup>26</sup>

49. Dans ce contexte, le Distributeur rappelle que le suivi des plaintes est un outil valable qui a fait ses preuves dans la réglementation, notamment dans le cadre du rapport annuel où HQD présente une analyse des plaintes, ainsi que dans le cadre des activités de

<sup>23</sup> Témoignage de Georges Abiad, N.S., le 9 avril 2014, page 229.

<sup>24</sup> Pièce B-0023, HQD-2, document 1, pages 18 et 19.

<sup>25</sup> Pièce B-0062, HQD-4, document 1, page 6.

<sup>26</sup> Témoignage de Renaud Graveline, N.S., le 9 avril 2014, pages 218 et 220.

recouvrement où un bilan annuel des plaintes est également présenté en suivi de la décision D-2002-261.

50. Ainsi, le Distributeur ne peut que constater que le faible taux de plaintes, malgré la grande envergure du projet LAD, reflète le succès de ses efforts de communication avec la clientèle, y compris la ligne information nouveaux compteurs (LINC), le système de traitement des demandes de renseignements, les journées portes ouvertes d'information et le site web.
51. En effet, le taux de satisfaction de la clientèle est de 8,6 sur 10 pour le mois de février 2014 à l'égard de l'installation des compteurs.
52. Malgré ce taux de satisfaction, UC considère que le Distributeur devrait assumer les frais de la mise en conformité lorsque l'installation appartenant au client (soit l'embase) requière l'intervention de certains clients afin de permettre l'installation du CNG. UC réfère à l'expérience ontarienne afin de soutenir sa recommandation.
53. D'emblée, il va sans dire que le Distributeur assume les frais de la mise en conformité lorsque ses représentants ou ceux du prestataire de services ont brisé l'installation du client.<sup>27</sup>
54. Par ailleurs, le Distributeur n'est pas au fait de l'historique réglementaire en Ontario sur ce point.
55. Or, au Québec, la responsabilité du client pour les travaux de réparation de son installation est l'un des principes-directeurs du système de réglementation.
56. À cet égard, l'accès au compteur est une condition préalable au service et à la livraison d'électricité et HQD doit pouvoir effectuer, entre autres, l'installation d'un compteur.<sup>28</sup>
57. Une modification des conditions de service est hors du cadre de ce dossier et la demande d'UC est donc irrecevable. De plus, il est important de souligner qu'il s'agit d'une demande tardive, alors que le Distributeur est sur le point de compléter la phase 1 du projet et que la Régie a récemment approuvé les CDSÉ en vigueur par la décision D-2014-052.
58. De plus, sur le 1,2 million de CNG installés au date du 13 février 2014, le Distributeur estime à près de 6 000, les cas où l'installation du CNG requerrait une intervention du client. Dans 65 % de ces cas, soit environ 4 000 cas, le client a réglé le problème sans l'intervention du Distributeur ou suite à une simple communication verbale ou écrite avec le Distributeur.
59. Tout comme UC, le Distributeur se préoccupe aussi du cas des personnes à faible revenu. Cependant, selon son expérience, l'obligation des personnes à faible revenu d'assumer les frais de la mise en conformité de leur installation ne crée pas d'enjeu significatif. Comme Mme Babin l'expliquait lors de son témoignage :

*Mais quand je fais des sorties, parce que je suis obligée d'en faire avec mes installateurs couramment, c'est arrivé où j'ai vu des cas.*

---

<sup>27</sup> Témoignage de Johanne Babin, N.S., le 10 avril 2014, pages 51 à 52.

<sup>28</sup> Voir notamment l'article 13.1 des *Conditions de service d'électricité*, en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2014, approuvées par la Régie conformément à la décision D-2014-052 (« CDSÉ »).

*Et je leur ai posé la question : « Qu'est-ce qu'on fait quand il faut faire des modifications puis qu'on voit que les gens sont peut-être moins en moyen? » Puis, ça, c'est ce que mes installateurs me disent et c'est ce qu'ils constatent, étonnamment, les gens qui sont à plus faible revenu, c'est les premiers qui procèdent aux opérations pour modifier pour des raisons de sécurité. C'est tout ce que je peux vous dire. Je n'ai pas de programme. Je ne les réfère pas nulle part. Puis on s'entend avec eux. À date on n'a jamais eu de problème.<sup>29</sup>*

#### Choix technologique

60. L'infrastructure technologique déployée s'avère très performante et très stable, au-delà même des attentes des spécialistes du Distributeur impliqués dans le projet :
- a) Les taux de lecture des compteurs au frontal d'acquisition est de 100 %;
  - b) Les clients sont facturés à partir d'un relevé réel dans 99,8 % des cas; et
  - c) Les taux de lecture quotidiens obtenus atteignent 99,4 %.<sup>30</sup>
61. Les nouvelles fonctionnalités à l'intérieur du périmètre du projet LAD, soit la capacité à gérer l'emménagement-déménagement à distance (170 000 cas d'emménagement-déménagement ont été gérés par le nouveau système) et le branchement-débranchement à distance, sont pleinement opérationnelles.<sup>31</sup>

#### Statut des gains attendus du projet LAD

62. Dans la demande d'autorisation de la phase 1 du projet LAD, le Distributeur estimait à 726 postes abolis, l'impact du projet LAD sur les ressources humaines pour l'ensemble du déploiement.
63. En date du 28 février 2014, 126 postes ont été abolis en relève et 17 postes ont été temporairement comblés par des ressources qui seront mises à pied en fonction du déroulement du projet. Le Distributeur a également aboli 29 postes en recouvrement et 9 postes ont été comblés de façon temporaire.<sup>32</sup>
64. En somme, le Distributeur est sur la bonne voie de réaliser les gains escomptés du projet LAD.

#### Conclusion

65. Les résultats à ce stade-ci de la réalisation de la phase 1 du projet LAD confirment l'analyse faite par la Régie dans le cadre de la décision D-2012-127 quant au bien-fondé du projet LAD et quant au respect de son enveloppe budgétaire.

---

<sup>29</sup> Témoignage de Johanne Babin, N.S., le 10 avril 2014, pages 60 à 61.

<sup>30</sup> Pièce B-0062, HQD-4, document 1, page 14.

<sup>31</sup> *Ibid.*, page 13. Voir également le témoignage de George Abiad, N.S., le 9 avril 2014, pages 39 à 40, 101 à 105; B-0065, HQD-4, document 3.1, page 4.

<sup>32</sup> Pièce B-0062, HQD-4, document 1, page 9; Pièce B-0067, HQD-4, document 3.3, page 3.

66. Ainsi, le Distributeur demande l'autorisation de la Régie de poursuivre les phases 2 et 3 du projet afin de le compléter et afin de bénéficier des investissements et travaux importants qu'il a amorcés lors de la phase 1.

**D) Le fardeau de preuve du Distributeur**

67. Le Distributeur croit utile de rappeler brièvement son fardeau de preuve. À cet égard, l'objet de la présente demande n'est pas de faire approuver un projet, mais bien de faire autoriser un investissement.
68. Les demandes d'autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi sont, de façon générale, étudiées par la Régie sur la base des coûts budgétés et des études préparatoires. Tel que le soulignait la Régie :

*La Régie n'a jamais demandé (et le Règlement d'application de l'article 73 ne l'exige pas) les documents de soumission reliés à un projet soumis à son approbation. Comme le souligne le Distributeur, la plupart du temps, le projet est présenté et analysé par la Régie sur la base du budget, alors que les appels d'offres n'ont pas encore été lancés.<sup>33</sup>*

69. Les phases 2 et 3 du projet LAD s'inscrivent dans la mission de base du Distributeur et ses coûts sont constitués principalement d'achats et d'installation de CNG et d'équipements de télécommunication nécessaires pour exploiter l'IMA.
70. Le Distributeur estime avoir fait la preuve de sa grande expertise en matière de mesurage de l'électricité, y compris l'acquisition de compteurs et leur homologation, de même que dans la gestion d'un grand parc de compteurs, et les bons résultats lors de la phase 1 du projet LAD en témoignent.
71. À cet égard, les coûts anticipés de la phase 1 à ce jour et le rythme d'installation des compteurs observé font en sorte que le Distributeur est certain que les hypothèses en matière d'installation d'équipements et de remplacement de compteurs, qui avaient été établies sur la base de son expérience, se concrétiseront dans les phases 2 et 3.
72. Ainsi, ce dossier, aussi important soit-il, en termes de nombre de compteurs installés sur une relativement courte période de temps, ne doit pas être traité différemment des autres dossiers où une autorisation pour un investissement est demandée. Le cadre délimité par la Régie avant même le début des audiences par les décisions D-2014-004 et D-2014-057 doit être respecté et le fardeau de preuve d'HQD doit demeurer le même que dans les autres dossiers déposés en vertu de l'article 73 de la Loi.
73. En conséquence, le Distributeur n'a pas à valider préalablement tous les aspects du projet LAD en situation réelle, ni à présenter une preuve d'intégration complète des systèmes informatiques ou prévoir des scénarios catastrophes comme semble le souhaite le GRAME.

**III. ARGUMENTATION**

**A) Objectifs visés par le projet LAD et justification de ces objectifs**

74. Le Distributeur rappelle que les objectifs du projet LAD sont de trois ordres :

---

<sup>33</sup> D-2011-154 (Dossier R-3770-2011), paragraphe 46.



- a) assurer la pérennité du parc de compteurs;
  - b) réaliser des gains d'efficience provenant de l'automatisation de la lecture de la consommation, de même que de l'interruption et de la remise en service à distance; et
  - c) choisir une technologie évolutive permettant éventuellement d'offrir de nouveaux services aux clients et de mettre en place des mesures de gestion du réseau.
75. Dans la décision D-2012-127, la Régie a confirmé le bien-fondé de la justification du projet LAD en relation avec les objectifs visés.
76. La Régie a notamment affirmé que « *Le vieillissement du parc de compteurs est un facteur essentiel à considérer dans l'analyse du Projet* »<sup>34</sup> et a reconnu l'opportunité pour le Distributeur à poursuivre les gains d'efficience que le projet LAD offre.<sup>35</sup>
77. Finalement, la Régie a approuvé le choix du Distributeur d'une technologie évolutive, notant que « *la technologie introduite par le Projet offre la possibilité d'ajouter de nouvelles fonctionnalités en temps opportun* ». <sup>36</sup>

#### **B) Description des phases 2 et 3 du projet LAD**

78. Tel que décrit au paragraphe 7, les travaux des phases 2 et 3 consistent principalement en la mise en place des équipements de télécommunication et l'installation des CNG sur l'ensemble du territoire desservi par le Distributeur, à l'exception des zones visées par la phase 1.

#### **C) Étude de faisabilité économique**

79. Dans le dossier R-3770-2011, l'analyse économique présentée au soutien de la preuve portait sur le projet LAD dans son ensemble.<sup>37</sup>
80. Dans ce contexte, la Régie a conclu que :

*[L]es résultats des quatre analyses économiques, incluant les études de faisabilité, permettent de valider la robustesse du scénario IMA par rapport au scénario de référence. À cet égard, les intervenants ont proposé de nombreuses modifications aux hypothèses et modes de calcul des deux scénarios, ayant notamment pour conséquence d'augmenter les coûts du scénario IMA et de diminuer ceux du scénario de référence. Cependant, aucun résultat n'a permis à la Régie de conclure que le scénario IMA n'est pas le projet le plus rentable. [Nous soulignons.]<sup>38</sup>*

<sup>34</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 222.

<sup>35</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 227 à 233.

<sup>36</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 238.

<sup>37</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 522.

<sup>38</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 525.

81. Compte tenu du fait qu'elles portaient sur l'ensemble du projet LAD, les conclusions de l'analyse économique présentée au soutien de la demande d'autorisation de la phase 1 demeurent toujours valables.
82. Depuis l'autorisation de la phase 1 du projet LAD, les différents suivis effectués par le Distributeur à ce jour, et les hypothèses conservées pour les années 2014 et suivantes, autant sur les coûts du projet que sur les gains escomptés, permettent de confirmer que le projet LAD dans son ensemble est l'option la plus avantageuse. Les coûts déjà encourus sont inférieurs à ceux anticipés, et les gains attendus sont les mêmes que ceux prévus en 2011.
83. Conformément à la décision D-2014-004 (paragraphe 33), le Distributeur a fait une mise à jour de son analyse économique à l'égard des données relatives au scénario IMA en tenant compte du fait que l'installation des CNG a débuté en 2013, et non en 2012. Cette mise à jour des données relatives au scénario IMA est présentée au tableau 1 :

**TABLEAU 1 : MISE À JOUR DU SCÉNARIO IMA<sup>39</sup>**

M\$ (actualisés 2011) période d'analyse 2011-2031	Scénario IMA	Scénario de référence	Écart
Investissements	777,4	500,4	277,0
Charges d'exploitation	361,6	871,8	(510,2)
Taxe sur les services publics	0,7	-	0,7
Valeurs résiduelles	(80,1)	(81,2)	1,1
<b>Total</b>	<b>1 059,6</b>	<b>1 291,0</b>	<b>(231,4)</b>

84. L'essentiel des bénéfices attendus du projet LAD, et inclus dans l'analyse économique du dossier R-3770-2011, repose sur les gains d'efficience dans les activités reliées à la relève, aux interruptions et remises en service et au service à la clientèle, ainsi que de la mise en conformité des compteurs.
85. Ces gains résultent principalement d'une réduction de la masse salariale et le Distributeur confirme qu'il demeure confiant de pouvoir réaliser ces gains par la poursuite des phases 2 et 3 du projet LAD.
86. Conformément à la décision D-2014-004 (paragraphe 33), le Distributeur présente, au tableau 2, les gains attendus du projet LAD, tenant compte des données réelles de 2013 et du report du projet de 7 mois :

**TABLEAU 2: GAINS ASSOCIÉS AU PROJET LAD<sup>40</sup>**

k\$ (courants)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Masse salariale	-	(4 669)	(15 252)	(35 274)	(43 319)	(47 876)	(62 493)
Autres gains	-	(1 177)	(4 679)	(8 648)	(12 911)	(14 593)	(18 807)
<b>Total</b>	-	<b>(5 846)</b>	<b>(19 931)</b>	<b>(43 922)</b>	<b>(56 230)</b>	<b>(62 470)</b>	<b>(81 300)</b>

<sup>39</sup> Pièce B-0012, HQD-1, document 1.1, page 8.

<sup>40</sup> Pièce B-0030, HQD-1, document 1.1, page 8 révisée.

87. Les gains de l'activité relève ont été calculés par différentiel de scénarios tandis que la réduction des coûts des activités d'interruption et de remise en service à distance et de service à la clientèle ainsi que les gains pour la mise en conformité, sont évalués directement. Ces gains directs sont présentés au tableau 3, conformément à la décision D-2014-004 (paragraphe 33) :

**TABLEAU 3 : GAINS DIRECTS DU PROJET LAD<sup>41</sup>**

M\$ (actualisés 2011) période d'analyse 2011-2031	Gains Directs
Interruption / Remise en service à distance	(94,8)
Service à la clientèle	(17,2)
Mise en conformité	(9,3)
<b>Total</b>	<b>(121,4)</b>

Note : Mise à jour du tableau 5 de la décision D-2012-127, paragraphe 349

88. En conséquence, le Distributeur réitère que l'autorisation demandée vise à permettre de réaliser un projet qui présente un avantage clair pour la clientèle du Distributeur.
89. Nonobstant ce qui précède, UC, en soulevant que le Distributeur n'a pas analysé les réseaux autonomes de façon distincte du reste du parc des compteurs, prétend que le projet LAD ne comportera pas de gain d'efficacité spécifiquement pour ces réseaux. Ainsi, UC demande pour les réseaux autonomes un traitement distinct du reste du parc des compteurs.
90. À cet égard, le Distributeur rappelle les propos de la Régie au paragraphe 69 de la décision D-2014-057 :

*La Régie rappelle que l'étude de l'analyse économique et des coûts du Projet se fait, dans le premier cas, pour l'ensemble du Projet et, dans le second cas, pour chacune des phases de déploiement. L'analyse économique ne se fait donc pas par ville, par région, par zone ou par bureau d'affaires.*

91. L'analyse économique du Distributeur portait sur son parc de compteurs dans son ensemble et la présente demande vise les phases 2 et 3 dans leur ensemble, tel que décidé par la Régie dans sa décision D-2014-004 au paragraphe 32.
92. En conséquence, la Régie doit analyser et rendre sa décision sur la présente demande du Distributeur qui concerne les phases 2 et 3 projet LAD dans leur intégralité. La Régie ne peut pas se prononcer sur une solution alternative souhaitée par un intervenant.
93. Dans ce contexte, les réseaux autonomes ont toujours fait partie du projet LAD et les coûts ont été pris en compte, lesquels coûts sera récupérés en vertu des gains escomptés.<sup>42</sup>

<sup>41</sup> Pièce B-0012, HQD-1, document 1.1, page 9.

<sup>42</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 11 avril 2014, pages 125 à 127.

94. Le Distributeur considère qu'il ne serait pas efficient de retrancher les réseaux autonomes du projet LAD et de les traiter plus tard et distinctement du reste du parc de compteurs.
95. Le projet LAD vise comme objectif la pérennité du parc de compteurs, y compris les compteurs des réseaux autonomes.<sup>43</sup>
96. À cet égard, un remplacement des compteurs des réseaux autonomes à court terme est inévitable, notamment en raison des nouvelles règles d'étalonnage et d'échantillonnage de Mesures Canada, qui deviendront plus exigeantes. Comme M. Abiad l'expliquait lors de son témoignage :

*[L]es règles d'étalonnage et d'échantillonnage, c'est-à-dire les règles qui permettent à Hydro-Québec de renouveler un lot de compteurs dans le champ, sont devenues beaucoup plus sévères à partir de cette année par rapport ce renouvellement-là. [...] Ce qui veut dire, sur la base économique, pour les compteurs situés en réseaux autonomes, je dois absolument quand même changer ces compteurs-là.<sup>44</sup>*

97. Le Distributeur ne réalisera donc pas d'économies en excluant les réseaux autonomes du projet LAD. Une saine gestion du parc de compteurs exige plutôt leur inclusion.

**D) Coûts associés aux phases 2 et 3 du projet LAD**

98. Les coûts des phases 2 et 3 du projet LAD, présentés au tableau 4 et pour lesquels le Distributeur demande l'autorisation, totalisent 557,6 M\$.

---

<sup>43</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 10 avril 2014, pages 123 à 125.

<sup>44</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 11 avril 2014, pages 96 à 97.

**TABLEAU 4 : COÛTS DES PHASES 2 ET 3 DU PROJET LAD (2014-2018)  
(EN M\$)<sup>45</sup>**

	2014	2015	2016	2017	2018	Total
<b>Investissements</b>	<b>110,5</b>	<b>159,3</b>	<b>74,4</b>	<b>65,4</b>	<b>29,9</b>	<b>439,5</b>
Compteurs achat et installation	96,9	132,5	51,6	39,2	22,1	342,3
Équipements de télécommunication	6,4	20,8	18,9	20,1	7,2	73,4
Bureau de projet	5,7	5,4	3,7	6,0	0,6	21,4
Frais d'emprunt à capitaliser	1,4	0,6	0,2	0,2		2,4
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>12,3</b>	<b>33,8</b>	<b>37,6</b>	<b>23,8</b>	<b>10,6</b>	<b>118,1</b>
Relocalisation des ressources	0,4	8,6	11,2	3,4	0,2	23,9
Technologies d'information	5,4	11,4	12,3	10,7	5,7	45,6
Télécommunication	1,7	4,6	5,4	4,3	2,1	18,2
Charges diverses	4,8	9,2	8,6	5,3	2,6	30,5
<b>Total</b>	<b>122,8</b>	<b>193,1</b>	<b>112,0</b>	<b>89,2</b>	<b>40,6</b>	<b>557,6</b>

Note : Le déploiement se termine à la fin du deuxième trimestre de 2018.

99. Les coûts prévus pour les phases 2 et 3 sont en lien avec ceux déposés dans le cadre du dossier R-3770-2011, mais décalés dans le temps pour tenir compte du report du début du déploiement initialement planifié pour juin 2012.
100. Le Distributeur précise que les rubriques et le détail des coûts du projet LAD ont fait l'objet d'une analyse approfondie par la Régie et les intervenants lors de l'étude de la demande d'autorisation de la phase 1. Selon la Régie :

*[L]a Régie est satisfaite de la preuve du Distributeur qui indique, entre autres, que les coûts d'achat et d'installation des CNG sont garantis par contrats et sujets à des indicateurs de performance et que des contingences ont été prévues pour les coûts non garantis par contrats.<sup>46</sup>*

101. L'expérience acquise dans la phase 1 a permis de confirmer que les hypothèses de coûts déposées dans le cadre du dossier R-3770-2011 sont valides et peuvent donc être utilisées pour les phases 2 et 3.
102. De plus, les hypothèses initialement posées prenaient en compte les éléments spécifiques des phases 2 et 3. Il n'y a donc pas lieu de les réviser ou d'autrement les ajuster.
103. À cet égard, le Distributeur est convaincu d'être en mesure de respecter le coût prévu pour l'ensemble du projet LAD, y compris l'enveloppe financière prévue pour les phases 2 et 3 de 557,6 M\$.

Sommaire des coûts associés aux phases 2 et 3 du projet LAD

104. La part des investissements pour les phases 2 et 3 est de 439,5 M\$ à laquelle s'ajoutent des charges d'exploitation en cours de projet de l'ordre de 118,1 M\$. Pour les phases 2 et

<sup>45</sup> Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 22.

<sup>46</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 363.

3, le Distributeur a prévu une contingence de 13,3 M\$ aux investissements et de 5,9 M\$ aux charges d'exploitation.

105. Les coûts du bureau de projet de 21,4 M\$ comprennent les coûts liés à la gouvernance du projet, aux opérations de déploiement et au suivi de la technologie. Les activités du bureau de projet ne diffèrent pas de celles qui lui ont été attribuées dans le cadre de la phase 1.
106. Les charges d'exploitation comprennent les coûts de relocalisation des employés assignés aux processus actuels de relève et de recouvrement (interruption et remise en service), pour un montant de 23,9 M\$.
107. Les charges des TI de 45,6 M\$ incluent les frais de licences, de leur maintenance et de leur exploitation.
108. Les charges diverses de 30,5 M\$ se composent principalement des frais reliés à la formation, à la communication, aux campagnes d'information, à l'activité clientèle (pendant la période d'installation des compteurs), ainsi que de la contingence. Au chapitre des activités de communication, le nombre plus élevé de municipalités et la superficie plus vaste des territoires à parcourir dans les phases 2 et 3 entraîneront sans aucun doute des coûts conformes à ceux prévus dans le dossier R-3770-2011, donc plus élevés que les coûts observés de la phase 1.

#### Le coût d'achat et d'installation des compteurs

109. Le coût d'achat et d'installation des compteurs totalise 342,3 M\$. Les résultats de la phase 1 confirment la justesse des hypothèses quant au coût des installations effectuées.
110. Le GRAME remet ces hypothèses en question, considérant notamment i) qu'une augmentation du nombre d'installations par les employés du Distributeur et ii) que les compteurs du fournisseur Elster, pourraient entraîner des coûts additionnels.
111. D'une part, l'efficacité des installations effectuées par les employés du Distributeur a contribué à la réalisation des gains lors de la phase 1. D'autre part, les hypothèses de coûts d'installation pour les phases 2 et 3 tiennent compte du fait que ces employés effectuent toutes les installations complexes qui requièrent un temps plus élevé par installation. Ces hypothèses tiennent compte également des distances à parcourir et du fait que le nombre de compteurs installés par jour diminuera au fur et à mesure que le déploiement se réalisera dans des régions plus éloignées et moins denses.
112. Conséquemment, le Distributeur n'entrevoit pas d'enjeu à cet égard.
113. En ce qui concerne les compteurs, le choix d'avoir deux fournisseurs, Landis+Gyr et Elster, lui permet de réduire son risque lié aux approvisionnement.
114. Les compteurs résidentiels Elster « REXU » ont reçu l'approbation de Mesures Canada au mois du mars 2014 et le Distributeur a reçu le premier lot qui est prêt pour un projet pilote. Selon M. Denis Parent :

*Donc, pour le résidentiel, on a tous nos modèles. Il y a plus de contraintes qui pourraient être reliées à l'approbation de Mesures Canada.<sup>47</sup>*

115. De plus, ayant effectué son processus d'homologation, le Distributeur est certain que la performance de ces compteurs sera conforme à ses attentes.<sup>48</sup> À cet égard, il tient à souligner que son processus d'homologation est particulièrement rigoureux. Comme M. Parent l'expliquait lors de son témoignage :

*Notre homologation c'est un rassemblement de normes internationales, et caetera, que l'on a adaptées spécifiquement aux conditions d'exploitation au Québec de façon à pousser un peu plus loin ce que Mesures Canada va faire dans ses essais. Mesures Canada va valider la précision des compteurs dans des conditions normales d'opération. Et ces essais-là on les fait, mais on en rajoute une complexité supplémentaire. [...] C'est très exigeant. C'est un processus qui demande six mois de tests. [...] Quand je vous dis que le REXU, l'homologation est terminée et réussie, c'est six mois d'ouvrage où est-ce que les gens techniques de Landis+Gyr, Elster et Hydro-Québec ont partagé toutes les anomalies qui ont été rencontrées.<sup>49</sup>*

116. Le GRAME prétend que l'approbation des compteurs commerciaux triphasés du fournisseur Elster est pendante devant Mesures Canada. Cette prétention n'est pas exacte. En effet, le modèle commercial d'Elster est déjà approuvé par Mesures Canada au niveau métrologique. Elster doit uniquement demander une révision de cette approbation en lien avec l'intégration de ses compteurs avec la carte de communication de Landis+Gyr. Ainsi, tel que l'a expliqué M. Parent :

*[Il] va y avoir une demande par Elster à Mesures Canada de réviser. C'est un processus beaucoup plus court, donc ça va être fait en mai pour le compteur de Elster.<sup>50</sup>*

117. Le Distributeur est confiant d'obtenir l'approbation de Mesures Canada et considère que les préoccupations de l'intervenant sont sans fondement.
118. Finalement, Landis+Gyr a fait une mise à jour de son compteur commercial S4e, qui sera remplacé par le S4x comme modèle de base. Le Distributeur a choisi de profiter de cette nouvelle version et, ayant fait des essais, il est « très, très confiant qu'il n'y aura pas de problème à Mesures Canada. »<sup>51</sup> Ces modèles ne représentent que 120 000 compteurs pour l'ensemble des trois phases.<sup>52</sup>
119. Quoiqu'il en soit, dans l'éventualité où la nouvelle version du compteur commercial de Landis+Gyr soulèverait un enjeu quelconque, le Distributeur pourra toujours utiliser l'ancienne version. Tel que le soulignait M. Abiad :

<sup>47</sup> Témoignage de Denis Parent, N.S., le 9 avril 2014, page 60.

<sup>48</sup> Témoignage de Denis Parent, N.S., le 9 avril 2014, page 59.

<sup>49</sup> Témoignage de Denis Parent, N.S., le 11 avril 2014, pages 101 à 104.

<sup>50</sup> Témoignage de Denis Parent, N.S., le 9 avril 2014, page 119.

<sup>51</sup> Témoignage de Denis Parent, N.S., le 9 avril 2014, page 120.

<sup>52</sup> Pièce B-0062, HQD-4, document 1, page 16.

*Autrement dit, on achète un système X, il y a une version X1 qui s'en vient. On dit : Qu'est-ce qu'on fait? On fait-tu le X ou le X1? On attend le X1, on peut se le permettre, on a regardé les risques, il n'y a pas de problème. Le pire : X1 ne se présente pas? Le X est là. C'est très, très sain comme gestion.<sup>53</sup>*

120. Dans ce contexte, le Distributeur ne peut que réitérer les propos de M. Parent :

*[A]u niveau technique, je tiens à le rappeler, il n'y a pas d'enjeu au niveau des approvisionnements des compteurs au moment où je vous parle.<sup>54</sup>*

121. De plus, le Distributeur tient à souligner que plus de 95 % des compteurs devant être installés lors du projet LAD, représentant 3,45 M de compteurs, sont approuvés par Mesures Canada et sont disponibles pour installation.<sup>55</sup>

#### Le coût d'achat et d'installation des équipements de télécommunication

122. Le coût d'achat et d'installation des équipements de télécommunication (collecteurs et routeurs) est de 73,4 M\$. Le coût d'achat est le résultat d'un des appels de propositions réalisés dans le cadre des travaux préparatoires. Le coût d'installation des équipements de télécommunication est une estimation qui tient compte des difficultés inhérentes à l'activité en région (distance à parcourir, topologie des lieux) et les hypothèses à la base de l'estimation ont été confirmées par l'expérience acquise dans la phase 1.
123. Le GRAME remet ces hypothèses en question et considère que le Distributeur a sous-estimé le nombre de collecteurs qui sera requis.
124. Avec égards, les préoccupations de l'intervenant ne sont pas fondées, car elles reposent sur une mauvaise compréhension de l'état d'avancement des travaux du Distributeur.
125. Lorsque le GRAME estime que le Distributeur aurait besoin de jusqu'à 234 collecteurs pour couvrir la phase 1, l'intervenant ne tient pas compte du fait que le Distributeur est six (6) mois à l'avance dans ses travaux. Ainsi, en installant un nombre total de 178 collecteurs et gap collecteurs au 31 mars 2014, le Distributeur a réalisé la couverture des 1,7 million de CNG de la phase 1 et une partie des CNG de la phase 2, soit ceux des zones d'installation qui sont jugées prioritaires. Il est prévu d'installer un nombre total de 688 collecteurs et gap collecteurs pour l'ensemble des trois phases.<sup>56</sup>
126. Les prévisions du GRAME quant au nombre de collecteurs requis pour compléter le projet LAD sont donc surévaluées, et les prévisions du Distributeur, y compris à l'égard de l'enveloppe budgétaire, demeurent justes. Tel que le soulignait M. Parent :

*Je peux vous garantir que les chiffres qu'on avance pour terminer le projet sont très crédibles et font... font référence à des bases que l'on a acquises, là, dans les trois dernières années. D'autant plus que la zone 1 couvrirait un très grand terrain - vous avez vu qu'on est*

<sup>53</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 9 avril 2014, pages 121 à 122.

<sup>54</sup> Témoignage de Denis Parent, N.S., le 9 avril 2014, page 62.

<sup>55</sup> Pièce B-0062, HQD-4, document 1, page 16.

<sup>56</sup> Témoignage de Denis Parent, N.S., le 9 avril 2014, pages 64 à 65.



*monté plus haut que le Mont-Tremblant - donc tous les critères de design qui nous permettent de faire des projections, très confiants, très à l'aise que les nombres qu'on vous donne, là, de six cent quatre-vingt-huit (688) collecteurs et un maximum de quatorze mille (14 000) qui est couvert contractuellement, ils vont être rencontrés et sont vraiment la cible la plus logique, avec l'expérience qu'on a jusqu'à maintenant.<sup>57</sup>*

127. Au niveau de la télécommunication se retrouvent les coûts de 18,2 M\$ pour l'entretien et l'exploitation des routeurs et des collecteurs, ainsi que les services de télécommunication fournis par Rogers Communications inc.
128. Le Distributeur rappelle que, lors du dépôt de la demande d'autorisation de la phase 1, il avait envisagé l'emploi de liens satellites pour établir la communication avec les CNG là où la couverture cellulaire n'était pas disponible.
129. Le Distributeur a décidé d'utiliser les liens cellulaires pour une grande majorité des collecteurs des territoires visés par les phases 2 et 3 en raison de l'augmentation de la couverture cellulaire au cours des dernières années.
130. Le GRAME remet en question ce choix. Or, la couverture cellulaire est tout à fait fiable et constitue économiquement le meilleur choix. Ce choix s'inscrit donc dans le cadre des efforts du Distributeur pour réduire les coûts du projet.

#### Conclusion

131. Le GRAME a soulevé plusieurs « préoccupations » relativement à des problèmes hypothétiques, soutenus par aucune preuve, qui, selon le GRAME, pourraient éventuellement occasionner des coûts additionnels à ceux prévus par le Distributeur. Le GRAME recommande donc que la poursuite des phases 2 et 3 soit reportée de six (6) mois afin de permettre au Distributeur de valider encore une fois ses prévisions.
132. Or, un tel report visant à prévenir des problèmes hypothétiques et improbables, causerait, de manière certaine, des millions de dollars en coûts additionnels au projet.<sup>58</sup> En effet, un retard dans le déploiement de la phase 2 pourrait engendrer des coûts additionnels de l'ordre de 2 à 3 M\$ par mois d'attente, excluant les coûts liés au redémarrage du projet.<sup>59</sup>

#### **E) Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois**

133. Au paragraphe 519 de sa décision D-2012-127, la Régie indique que :

*Cette exigence réglementaire est satisfaite. Comme mentionné plus haut, le Projet comme tel n'a pas à être autorisé en vertu d'autres lois. Les attestations de conformité des équipements ont été déposées au présent dossier. À l'exception des CNG qui seront installés chez les clients, le Distributeur installe principalement les équipements de l'IMA sur ses propres installations (ex. poteaux,*

<sup>57</sup> Témoignage de Denis Parent, N.S., le 9 avril 2014, pages 65 à 66.

<sup>58</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 9 avril 2014, page 185.

<sup>59</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 11 avril 2014, pages 99 à 100.

etc.). Aucune autorisation légale spéciale n'est requise pour leur installation.

134. Depuis la décision D-2012-127, aucune nouvelle disposition législative ou réglementaire n'a eu pour effet de soumettre le projet à une quelconque autorisation outre celle demandée à la Régie.

**F) Impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité**

135. Dans le dossier R-3770-2011, le Distributeur a présenté une analyse de l'impact du projet LAD sur ses revenus requis sur une période de vingt (20) ans à compter du début de la phase 1.
136. L'impact est mesuré par l'écart entre les revenus requis nécessaires sous le scénario de référence et ceux nécessaires sous le scénario IMA, auxquels s'ajoutent les charges d'amortissement accéléré et de radiation des 3,75 millions de compteurs en service qui seront remplacés durant le projet LAD.
137. Sur la période de 2013 à 2018, le projet LAD exercera une pression à la hausse sur les tarifs. À partir de 2019, soit après la fin du déploiement, le projet LAD contribuera à réduire le niveau des revenus requis nécessaires réduisant ainsi la pression sur les tarifs.
138. Bien que les résultats de l'analyse financière présentée dans le dossier R-3770-2011 demeurent toujours valables, l'impact maximal sur les revenus requis se déplace de 2013 à 2014, correspondant à l'effet du report du début du déploiement massif. De façon générale, le niveau des impacts est sensiblement le même. Une mise à jour de l'impact du projet LAD est présentée au tableau 5 :

**TABLEAU 5 : ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT DU PROJET LAD SUR LES REVENUS REQUIS<sup>60</sup>**

en k\$		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2021	2025	2031
<b>Scénario IMA</b>											
	Charges	60 449	66 811	68 061	58 022	51 679	33 644	11 538	9 738	10 079	10 979
	Amortissement	1 000	5 800	26 059	40 499	48 184	52 284	55 510	50 983	49 955	22 891
	Taxe sur les services publics	0	0	0	0	27	26	80	110	98	80
	Frais financiers	1 150	4 599	16 863	27 506	32 109	33 317	33 286	27 734	15 410	13 095
<b>A</b>	<b>Revenus requis (incluant charges de radiation)</b>	<b>62 699</b>	<b>77 210</b>	<b>111 584</b>	<b>126 027</b>	<b>131 999</b>	<b>119 271</b>	<b>100 413</b>	<b>88 666</b>	<b>76 543</b>	<b>47 046</b>
<b>B</b>	<b>Revenus requis - Scénario de référence</b>	<b>66 974</b>	<b>76 797</b>	<b>87 145</b>	<b>96 856</b>	<b>104 466</b>	<b>111 486</b>	<b>116 800</b>	<b>127 292</b>	<b>143 307</b>	<b>149 238</b>
<b>C=A-B</b>	<b>Revenus requis (différentiel des scénarios)</b>	<b>-3 376</b>	<b>413</b>	<b>24 439</b>	<b>30 171</b>	<b>27 644</b>	<b>7 786</b>	<b>-16 467</b>	<b>-38 727</b>	<b>-67 764</b>	<b>-102 193</b>
<b>D</b>	<b>Amortissement et radiation des appareils en service</b>	<b>24 042</b>	<b>62 896</b>	<b>62 463</b>	<b>34 764</b>	<b>10 694</b>	<b>6 066</b>	<b>1 263</b>			
<b>E=C+D</b>	<b>Revenus requis (différentiel)</b>	<b>20 667</b>	<b>63 308</b>	<b>86 892</b>	<b>64 936</b>	<b>38 239</b>	<b>12 851</b>	<b>-14 204</b>	<b>-38 727</b>	<b>-67 764</b>	<b>-102 193</b>

139. La Régie note au paragraphe 373 de la décision D-2012-127 que :

*[I]e Projet [LAD] devrait exercer une pression à la baisse sur les tarifs à compter de 2018, en raison des gains d'efficacité attendus provenant de l'automatisation de la lecture de la consommation et de l'interruption et de la remise en service à distance.*

140. Le Distributeur rappelle qu'il anticipe toujours dès 2019 des gains récurrents évalués à 81 M\$ par année. Cette conclusion demeure valable, considérant que, grâce aux gains d'efficacité attendus, le projet exercera à terme une pression à la baisse sur les tarifs.<sup>61</sup>

<sup>60</sup> Pièce B-0012, HQD-1, document 1.1, page 10.

**G) Impacts sur la qualité du service**

141. Aux paragraphes 65 et 234 de sa décision D-2012-127, la Régie note que le projet LAD offre des bénéfices concrets et immédiats aux clients, notamment:
- a) l'émission de factures basées sur leur consommation réelle et non estimée;
  - b) aucune visite requise à leur domicile ou à leur commerce pour les fins de la relève; et
  - c) des données non estimées permettant de développer des solutions avantageuses pour la clientèle.
142. Tout comme pour la phase 1, suite au déploiement, ces bénéfices concrets se matérialiseront pour les clients des phases 2 et 3. Ainsi, au paragraphe 235 de sa décision D-2012-127, la Régie souligne que « [l']avantage de la facturation basée sur la lecture réelle des données enregistrées par les CNG n'est pas négligeable », compte tenu du nombre de plaintes des clients devant la Régie portant sur la consommation et la facturation de l'électricité.
143. Au chapitre des emménagements/déménagements, le Distributeur a traité, au 31 mars 2014, 170 000 lectures à distance du compteur à la date de l'emménagement ou du déménagement indiquée par le client sans autre intervention de sa part.
144. Au niveau de la gestion des pannes, le Distributeur a développé et implanté l'algorithme nécessaire pour intégrer les données de l'IMA aux centres d'exploitation de distribution (CED) et ainsi, favoriser la gestion des pannes. L'obtention rapide d'informations précises sur les pannes permet au Distributeur d'en améliorer considérablement la gestion.<sup>62</sup>
145. Le projet LAD permet également l'interruption et la remise en service à distance et, par conséquent, une plus grande efficacité du service. Depuis novembre 2013, la fonctionnalité de l'IMA permettant l'interruption des locaux vacants est opérationnelle. La fonctionnalité branchement-débranchement est également opérationnelle. Son utilisation automatisée dans le processus de recouvrement débutera dans la semaine du 14 avril prochain.<sup>63</sup>

**H) Autres solutions envisagées**

146. Le Distributeur ne présente pas d'autres solutions dans le cadre de la présente demande. Tel que le souligne la Régie au paragraphe 526 de la décision D-2012-127 :

*Quant aux autres solutions envisagées [note de bas de page omise] par le Distributeur pour le Projet [LAD], il faut rappeler que ce dernier a procédé à des appels d'offres pour obtenir des propositions ouvertes à toutes les technologies de communication disponible. Or, les offres reçues, qui répondaient aux objectifs d'assurer la pérennité du parc de compteurs, de réaliser des gains*

---

<sup>61</sup> Le délai, de 2018 à 2019, de l'obtention des gains annuels récurrents de 81 M\$ découle principalement du report du déploiement massif et de la révision du calendrier de déploiement de la phase 1.

<sup>62</sup> Pièce B-0013, HQD-1, document 3, page 19.

<sup>63</sup> Pièce B-0065, HQD-4, document 3.1, page 4.

*d'efficience et de permettre l'offre de nouveaux services aux clients, se basaient sur la mise en place d'une technologie sans fil et l'acquisition de CNG.*

147. Le Distributeur compte donc poursuivre le déploiement de la technologie retenue pour la phase 1 du projet LAD. Au moment d'effectuer son choix technologique, le Distributeur était convaincu d'avoir choisi une technologie mature et qui constitue la tendance du marché. Les observations actuelles du Distributeur confirment sans aucun doute que la technologie retenue constitue encore aujourd'hui la norme dans l'industrie et est largement déployée ailleurs dans le monde.

**I) Le suivi du projet LAD dans son intégralité**

148. Si la Régie autorise la poursuite des phases 2 et 3, le Distributeur sera en mesure de planifier et de poursuivre le projet LAD plus efficacement dans son intégralité, sans distinction des phases, réalisant ainsi des économies et des gains d'efficience au fur et à mesure du déploiement, peu importe à quelle phase ils se présentent.
149. Comme l'ensemble des phases du projet LAD représente un projet global, le Distributeur propose conséquemment de présenter un suivi global des résultats, car un suivi séparé par phase entraînerait un certain niveau de complexité dans la compilation et le traitement de l'information. De plus, le Distributeur s'interroge sur la pertinence d'un tel suivi.
150. À cet égard, l'approche réglementaire par phase a eu comme objectif d'assurer, d'une part, une meilleure gestion du risque lié à l'envergure du projet LAD, mais surtout de faciliter une appréciation par la Régie de l'évolution du projet.
151. Cet objectif est atteint. De plus, les budgets ont été respectés et la technologie, mise à l'épreuve, s'est avérée robuste et efficace.
152. Le Distributeur soumet que les résultats de la phase 1 démontrent donc le bon déroulement du projet LAD et l'opportunité de poursuivre le projet sur tout le territoire qu'il dessert.
153. Dans ce contexte, une répartition du projet LAD par phase n'apporterait pas de raffinement additionnel pertinent au suivi. Tout au contraire, cette répartition deviendra plutôt artificielle au fur et à mesure que le Distributeur devra analyser et faire avancer le projet globalement.
154. Le Distributeur propose toutefois de déposer, distinctement, un rapport de suivi final de la phase 1. Pour les suivis subséquents, le Distributeur propose de suivre les coûts résiduels de la phase 1, soit les coûts prévus de l'infrastructure technologique d'information, dans le cadre de son suivi des phases 2 et 3.
155. Le GRAME s'oppose à la demande du Distributeur d'effectuer un suivi global du projet car la phase 1 n'est pas encore complétée.
156. Nonobstant ce fait, un suivi global du projet, tel qu'il est produit actuellement, demeure souhaitable afin de brosser un portrait global plus fiable du déroulement du projet ainsi que de la réalisation des résultats escomptés.

157. À titre illustratif, les analyses économiques et financières du projet prennent en compte tous les coûts et tous les gains de ce dernier, quel que soit le moment où ils surviennent. Or, bien que le projet a nécessité, lors de la phase 1, la mise en place de l'infrastructure technologique d'information (TI) permettant de supporter l'ensemble des 3,75 millions de compteurs à remplacer, les économies s'y rattachant ne se matérialiseront dans leur intégralité qu'après l'installation des compteurs sur tout le territoire desservi par le Distributeur. Ultimement, seul un suivi global et intégré permettra d'illustrer fidèlement l'appariement entre les coûts et les gains, et l'impact du choix technologique à la base du renouvellement de tout le parc de compteurs.

#### IV. L'ÉTENDUE TERRITORIALE DU DÉPLOIEMENT DE LA PHASE 1 ET LES GAINS D'EFFICIENCES

158. Dans le cadre du présent dossier, SÉ-AQLPA prétend de façon erronée que le Distributeur a poursuivi son déploiement en dehors de la phase 1, sous-entendant un non-respect de la décision D-2012-127.
159. Dans sa décision D-2012-127, la Régie a autorisé « *le Distributeur à réaliser le Projet – Phase 1 décrit à la pièce B-0006* » et, dans sa décision D-2014-030<sup>64</sup>, elle s'est déclarée satisfaite à l'égard du niveau de détails sur la délimitation de la zone de déploiement des compteurs de la phase 1.
160. Au dossier R-3770-2011<sup>65</sup>, le Distributeur a présenté les municipalités faisant l'objet du déploiement en phase 1 soit, Montréal, Laval et les municipalités de la couronne nord et une partie (57 % des compteurs) de la couronne sud.
161. Par la suite, quelques mois plus tard, lors d'une rencontre technique du 14 septembre 2011, le Distributeur a fourni un schéma décrivant, à haut niveau, les régions prévues par le déploiement des CNG de la phase 1, y compris la définition de la couronne nord et la couronne sud, qui était pertinente aux fins du projet.<sup>66</sup>
162. Si les intervenants au dossier considéraient que cette définition, à haut niveau, de la couronne nord ou de la couronne sud était insuffisante, ils auraient dû faire les représentations appropriées à la Régie en temps utile.
163. Le Distributeur considère que si les intervenants ne se sont pas objectés à sa définition des régions visées par la phase 1, ni à son schéma de déploiement prévu, c'est en raison du fait que l'établissement d'une frontière précise pour chaque phase n'est pas un enjeu.
164. En effet, l'approche réglementaire par phase n'a pas eu comme objectif d'encadrer la poursuite du projet LAD dans un « carcan » géographique définissant le territoire, mais d'assurer une meilleure gestion du risque lié à l'envergure du projet d'investissement et de faciliter une appréciation par la Régie de l'évolution du projet.
165. À cet égard, le Distributeur doit mettre en œuvre tous les efforts requis afin de maximiser les gains d'efficacité. Les régions visées par le déploiement sont donc prioritairement celles qui permettent de générer le plus rapidement ces gains. À cette fin, le Distributeur souligne qu'il doit disposer d'une certaine flexibilité afin d'adapter sa stratégie de

<sup>64</sup> D-2014-030 (R-3863-2013), paragraphe 40.

<sup>65</sup> Pièce B-0006, HQD-1, document 1, tableau 3, page 30.

<sup>66</sup> Pièce B-0026, HQD-03-01, p. 18 (dossier R-3770-2011).

déploiement et déplacer ses activités prévues d'une région vers une autre lorsque des gains d'efficacité sont possibles.

166. Le Distributeur a constaté qu'il pouvait réaliser des économies d'échelle en poursuivant prioritairement les déploiements massifs avec des équipes de la taille appropriée pour ce genre de déploiement.
167. L'absence de frontières précises à la phase 1 vise justement à donner au Distributeur la flexibilité de poursuivre les économies d'échelle, même lorsque ces économies sont possibles dans des zones limitrophes. Il est tout à fait conforme à la décision D-2012-127 pour le Distributeur de vouloir réaliser de telles économies. Il ne serait pas de l'intérêt public de faire le contraire en négligeant la possibilité de réduire les coûts du projet LAD.
168. Nonobstant cet objectif constant du Distributeur, il est important de noter, qu'à ce jour, il n'y a pas eu de déploiement dans des territoires autres que ceux liés aux bureaux d'affaires identifiés.
169. Cependant, un prolongement du territoire visé est maintenant nécessaire. En effet, le Distributeur dispose actuellement d'une fenêtre d'opportunités pour réaliser les économies d'échelle dans son déploiement découlant du maintien des équipes expérimentées et de la cadence d'installation.
170. Conformément à la décision D-2013-196, le Distributeur a poursuivi l'installation d'une infrastructure de télécommunication dans des zones limitrophes entre les phases 1 et 2. Les travaux ont été réalisés efficacement et le terrain couvert par cette infrastructure est maintenant prêt pour l'installation, par le prestataire de services ainsi que par le Distributeur, des 200 000 CNG s'y rapportant.
171. Afin de réaliser les économies d'échelle qui se présentent dans ces zones limitrophes entre les phases 1 et 2, le Distributeur doit, aussitôt que possible, diriger ses équipes de déploiement vers ces zones limitrophes.
172. Sans autorisation prioritaire de ce déploiement, le Distributeur perdra non seulement les économies d'échelle s'y rapportant, mais également subira une hausse appréciable des coûts du projet compte tenu des délais additionnels dans l'échéancier et du licenciement d'un nombre important d'employés expérimentés, sans assurance de leur disponibilité lors de la reprise des activités de déploiement. Ainsi, lors du redémarrage des installations, il est fortement probable que de nouveaux employés devront être embauchés et formés, entraînant ainsi des coûts additionnels.
173. Tel que le soulignait M. Abiad :

*Si on arrive à la fin de la Phase 1 et nous n'avons pas maintenu ce rythme-là, Capgemini, d'une part, devrait à ce moment-là renvoyer, si vous voulez, abolir des postes d'installateurs et on n'est pas certains de pouvoir réembaucher, mettons si on reprend la Phase 2 et 3 plus tard, les mêmes installateurs, ce qui veut dire qu'il va falloir qu'on reforme de nouveaux installateurs, et ça, c'est, le temps, c'est très très long puisque les installateurs de Capgemini doivent passer à travers la même... pratiquement la même formation que nos propres installateurs. Nous mêmes, on doit, à ce moment-là, les installateurs temporaires que nous avons embauchés, on va être*

*obligés de les remercier temporairement. Nous devons maintenir l'infrastructure en place, l'infrastructure des systèmes, le bureau de projet, en attendant qu'on puisse repartir.<sup>67</sup>*

174. À contrario, le maintien des équipes en place, sans toutefois être en mesure de les occuper pleinement, engendrera des coûts additionnels, notamment chez les employés permanents du Distributeur et de ses partenaires internes.
175. En conséquence de ce qui précède, le Distributeur estime qu'un retard dans le déploiement pourrait engendrer des coûts additionnels de l'ordre de 2 à 3 M\$ par mois d'attente, excluant les coûts liés au redémarrage du projet.<sup>68</sup>
176. Dans ce contexte, le Distributeur propose respectueusement à la Régie d'autoriser les phases 2 et 3, de manière prioritaire, motifs à suivre.
177. Le Distributeur soumet qu'une autorisation prioritaire est dans l'intérêt public, car elle vise à baisser les coûts du projet LAD, ce qui bénéficiera à toute sa clientèle.

## V. CONCLUSION

178. En considération de ce qui précède ainsi que de la preuve et des représentations du Distributeur, ce dernier demande à la Régie d'autoriser les phases 2 et 3 du projet LAD conformément aux exigences de l'article 73 de la Loi et du Règlement, selon les modalités recherchées, de manière prioritaire, motifs à suivre.

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

**MONTREAL**, ce 14 avril 2014



**MCCARTHY TÉTRAULD S.E.N.C.R.L., S.R.L.**  
Procureurs du Distributeur

<sup>67</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 11 avril 2014, page 99.

<sup>68</sup> Témoignage de George Abiad, N.S., le 11 avril 2014, pages 99 à 100.