

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

District de Montréal

No : R-3770-2011

Hydro-Québec Distribution
(ci-après nommé le Distributeur)

Demanderesse

et

**Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAMÉ)**

Demandeur statut
d'intervenant

ARGUMENTATION DU GRAMÉ

*Demande d'autorisation du Projet de Lecture à distance
Phase 1*

PLAN D'ARGUMENTATION

INTRODUCTION.....	2
Contexte	2
Cadre d'analyse.....	5
I. APPROBATION DES TRAVAUX PRÉPARATOIRES	9
1.1 Topologie du réseau	10
1.2 Service par satellite	11
1.3. Installation des compteurs	15
1.3.1 Méthode prévue d'installation des compteurs	15
1.3.2. Haut volume de changements de compteurs via SAP.....	17
1.3.3. Compteurs d'Elster	17
1.4. Temps de latence requis et la bande passante	18
Conclusion section 1	20

II. IMA	20
2.1. Choix de la solution retenue.....	20
2.2 Installation de l'ancienne version de compteurs et Gridstream	23
2.3. Fonction «rebranchement/débranchement »	26
III. REMPLACEMENT DES COMPTEURS EN 2012-2013.....	28
3.1 Mise à jour des coûts.....	28
V- TRAVAUX PREPARATOIRES ET LEUR CARACTERE PRUDEMMENT ACQUIS ET UTILE.	31
VI. COMPTABILISATION DES COUTS 2012 AU COMPTE DE FRAIS REPORTES	33
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	34

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

INTRODUCTION

Contexte

Le Distributeur a présenté sa demande au présent dossier en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹. Cette demande d'autorisation couvre 3 éléments principaux, tels que décrits dans la requête du Distributeur déposée sous la cote B-0002².

Contrairement à de nombreux projets d'investissements déposés par Hydro-Québec dans le cadre de ses activités de transport ou de distribution, la présente demande déposée par le Distributeur visant l'approbation de la phase 1 du Projet Lecture à distance a suscité l'intérêt de nombreux groupes et individus, et même de certaines municipalités.

En effet, plusieurs regroupements représentant divers intérêts sont intervenus au présent dossier et la Régie a reçu un nombre important d'observations émanant de consommateurs d'électricité visés par le Projet.³

On constate que projet LAD est dans les cartons du Distributeur depuis un certain temps.

Le 12 février 2010, le Distributeur avait déposé une demande afin d'être autorisé à créer un compte de frais reportés pour les travaux préparatoires liés au Projet Lecture à distance⁴.

¹ L.R.Q., c. R-6.01

² B-0002, Demande d'autorisation du projet Lecture à distance phase 1

³ Selon la pièce SCFP-FTQ-0024, une confirmation de 16 800 courriels du type « pétition » a été fournie par Me Véronique Dubois, secrétaire de la Régie de l'énergie, en date du 29 février 2012.

En suivi de la décision D-2010-078 qui autorisait la création d'un tel compte, le Distributeur a procédé à une rencontre avec la Régie et les intervenants en date du 31 mars 2011.

Dans le cadre de cette rencontre qui portait sur l'avancement des travaux préparatoires du projet Lecture à distance, le Distributeur a présenté les exigences de la solution IMA du Distributeur.

Cette solution présentait de nombreux avantages énumérés dans le document de présentation, dont un extrait a été déposé sous la cote C-GRAME-0068⁵.

Les options de tarification différenciée dans le temps (TDT) et de tarification avec période critique (TPC) étaient présentées dans le cadre de la solution évolutive pour les besoins futurs.⁶ Selon monsieur Abiad, il s'agit de fonctionnalités ayant été demandées dans les appels d'offres.⁷

Depuis 2005, le GRAME s'est positionné en faveur du déploiement des technologies intelligentes de collectes des données de consommation, notamment en raison des possibilités d'intégration de fonctionnalités avancées, comme celles de la tarification différenciée dans le temps et de la gestion de la demande qui est utilisée par 75% des entreprises de distribution d'électricité ayant développé un réseau IMA.⁸

Le GRAME soumet à la Régie de l'énergie que le cadre réglementaire spécifique au Québec se prête bien à l'intégration au projet LAD de fonctionnalités liées à la gestion de consommation.

Le GRAME a énoncé son intérêt marqué et démontré sa position favorable pour le développement de ces technologies dans les dossiers R-3579-2005 (Vigie compteurs avancés), R-3610-2006 (Vigie compteurs avancés), R-3644-2007 (Vigie compteurs avancés), R-3677-2008 (Projet heure juste) et R-3723-2010 (Demande de création d'un compte de frais reportés pour les travaux préparatoires du Projet LAD).

Tel qu'énoncé par Mme Moreau lors de la présentation du GRAME⁹, la possibilité qu'offre cette technologie en gestion de la consommation, notamment pour les besoins de la pointe d'hiver dans le cadre spécifique des particularités du Québec, de même que pour la recherche de solutions liées à la gestion de la consommation comme celles favorisant un effacement de la pointe et des économies d'énergie, se situe au cœur de l'intérêt du GRAME pour le développement de cette technologie.

⁴ R-3723-2010, Pièce B-1 (HQD-Demande)

⁵ C-GRAME-0068 : Extrait de la présentation déposée lors de la séance d'information dans le dossier R-3723-2010 en suivi de la décision D-2010-078 du 31 mars 2011

⁶ C-GRAME-0068, p. 2 (p. 20 du document intitulé : Travaux préparatoires du projet Lecture à distance)

⁷ Notes sténographiques du 29 mars 2012, p. 89, m. Abiad.

⁸ HQD-1, doc. 1, p. 18, Figure 4 : Principales fonctionnalités utilisées en sus de la relève à distance

⁹ Notes sténographiques du 5 avril 2012, p. 12

Mme Moreau énonçait dans son témoignage¹⁰ que le GRAME a participé à titre d'intervenant à la *Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur (dossier R-3748-2010)*, lors de laquelle le Distributeur faisait part à la Régie de son intention de développer l'offre d'options en gestion de la consommation comme moyen de gestion de la pointe du Distributeur¹¹.

À cet égard, il est intéressant de noter un passage de la décision D-2011-162 rendue dans le cadre de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur :

«[154] Le Distributeur indique qu'il poursuit ses initiatives pour définir le potentiel des opportunités en matière de gestion de la consommation. Entre autres, le projet de Lecture à distance (LAD) permettra au Distributeur de qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et de développer l'offre d'options en gestion de la consommation. Le Distributeur indique qu'il serait possible d'offrir à sa clientèle des équipements, des accessoires et des mesures de type comportemental. Par ailleurs, il poursuit ses activités de vigie et de prospection en gestion de la consommation.

[155] La Régie constate, à cet égard, que le Distributeur ne prend que peu ou pas d'engagements sur des mesures tangibles de gestion de la consommation et que ces dernières ne sont que faiblement représentées dans ses stratégies d'approvisionnement.

[...]

[159] La Régie demande au Distributeur d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation, pour tous les secteurs, et de déposer un rapport à cet égard dans l'état d'avancement 2012 du Plan. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ, devra y être distingué et quantifié.¹² »

Le Distributeur doit se conformer à cette décision avant la fin du déploiement du projet LAD, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, la Régie ayant précisé ce qui suit au Distributeur :

« [160] **À partir de ce PTÉ, la Régie demande au Distributeur de quantifier et de lui soumettre, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, son objectif de réduction de la pointe par des mesures concrètes de gestion de la consommation.** »¹³

Compte tenu des nombreuses possibilités qu'offre le déploiement d'un réseau intelligent, le GRAME est d'avis que le projet LAD permettrait notamment au Distributeur de répondre à cette demande de la Régie.

¹⁰ Notes sténographiques du 5 avril 2012, p. 13 à 17

¹¹ R-3748-2010, D-2011-162, p. 45, par. 133 : « [133] Le Distributeur compte sur trois moyens de gestion de la pointe : l'option d'électricité interruptible (850 MW), l'abaissement de tension (250 MW) et la gestion de la consommation. [...] ».

¹² R-3748-2010, D-2011-162, p. 49 et 50, par. 154, 155 et 159 (Section 3.2.4 Gestion de la consommation)

¹³ R-3748-2010, D-2011-162, p. 50, par. 160

Un autre point d'intérêt du GRAME lié au projet LAD est la possibilité d'instaurer une tarification différenciée dans le temps grâce au déploiement de compteurs intelligents et des technologies « smart grid ».

À cet égard, Mme Moreau citait lors de son témoignage¹⁴ certains extraits de la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 énonçant que la tarification actuelle de l'électricité constitue une limite à l'efficacité énergétique, que le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement une tarification différenciée et que la tarification selon la saison et l'heure constitue un excellent moyen de réduire la demande de pointe¹⁵.

Ainsi, le GRAME est favorable à ce qu'un tel projet voit le jour au Québec, sous réserve des commentaires faisant l'objet de la présente argumentation.

Cadre d'analyse

Malgré le caractère technique et la complexité de sa demande, le Distributeur n'a fait témoigner aucun expert sur les enjeux touchant la technologie des réseaux intelligents.

Le Distributeur a retenu les services de la firme Accenture pour déposer un balisage (HQD-1, doc. 2.1) et un rapport d'évaluation (HQD-1, doc. 3 et HQD-1, doc. 3.1). Deux représentants de la firme Accenture ont témoigné pour le Distributeur.

La firme Accenture a obtenu 3 mandats du Distributeur dans le cadre du Projet LAD, soit le balisage, l'accompagnement et l'évaluation¹⁶. Le mandat datant de juin 2010 prévoit également la possibilité de prolonger les services d'accompagnement de la firme Accenture selon la décision de la Régie¹⁷.

En raison de son implication passée et future dans le Projet, l'évaluation de la firme Accenture ne pourrait être considérée comme objective. La valeur probante de cette analyse devrait être attribuée avec parcimonie puisque l'intérêt financier d'Accenture à ce que le projet soit approuvé par la Régie lui retire toute objectivité.

Bien que la firme Accenture participe à la détermination du périmètre initial, Mme Moreau pointait lors de sa présentation¹⁸ certains éléments du rapport d'évaluation de la firme Accenture¹⁹ qui entrent en contradiction avec le contexte énergétique du Québec.

Le GRAME soumet à la Régie que le rapport d'évaluation de la firme Accenture ne devrait pas être considéré par la Régie dans le cadre de sa décision à rendre, tel que soumis dans le document déposé sous la cote C-GRAME-0070 et rédigé par son expert en réseaux intelligents.

¹⁴ Notes sténographiques du 5 avril 2012, p.19 à 21

¹⁵ Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, p. 57,

<http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>

¹⁶ Notes sténographiques du 26 mars 2012, p. 142

¹⁷ Notes sténographiques du 26 mars 2012, p. 150

¹⁸ Notes sténographiques du 5 avril 2012, p. 13 à 18

¹⁹ HQD-1, doc. 3.1, p. 8 (Section 3 : Spécificités liées au contexte québécois et à Hydro-Québec)

Dans les « Attentes de la Régie de l'énergie relatives au rôle des témoins experts » adoptées en juin 2011, la Régie indique que le rôle de l'expert est le suivant, tel que repris au paragraphe 10 de la décision D-2012-046 rendue au présent dossier :

« Le rôle du témoin expert est d'éclairer la Régie et de l'aider à évaluer la preuve qui relève de l'expertise que la Régie lui reconnaît. Il doit ainsi présenter à la Régie une position indépendante et objective susceptible de l'aider à rendre la meilleure décision. »²⁰.

Au présent dossier, le GRAME a retenu les services de monsieur Edmund P. Finamore en raison de son expérience dans le domaine des réseaux intelligents en Amérique du Nord.

En effet, il a 47 ans d'expérience dans le secteur des services publics d'électricité, se spécialisant dans les réseaux intelligents depuis 12 ans²¹. Le curriculum vitae de monsieur Finamore a été déposé sous la cote C-GRAME-0008 et la liste de ses publications sous la cote C-GRAME-0009.

La Régie a reconnu monsieur Finamore expert en réseaux intelligents dans sa décision D-2011-145 :

« [10] La Régie accorde à monsieur Edmund P. Finamore un statut d'expert en réseaux intelligents. L'examen de l'expérience de monsieur Finamore indique qu'il a une expérience pertinente en amont et en aval des différentes étapes de projets semblables au présent Projet. »²²

L'expérience de monsieur Finamore a été démontrée par une analyse fine du Projet LAD présentée dans un rapport structuré (C-GRAME-0045) ainsi que par un témoignage franc et transparent, autant lors de l'interrogatoire en chef que lors du contre-interrogatoire par la procureure du Distributeur. Sa méthodologie, sa rigueur et sa neutralité ne sauraient être contestées.

Le GRAME vous soumet que monsieur Finamore a fait preuve de sa compétence, de son objectivité et de son impartialité au présent dossier. Il a respecté les exigences de la Régie énoncées dans ses Attentes, respectant son devoir premier d'éclairer avant tout la Régie. Son témoignage était également basé sur les connaissances du milieu des réseaux intelligents les plus actuelles et à jour possible.

Monsieur Finamore est non seulement un témoin ayant énormément d'expérience avec les réseaux IMA, il est également un témoin expert indépendant n'ayant aucun intérêt personnel ou financier quant à l'issue présent dossier.

²⁰ Attentes, p. 2 : http://www.regie-energie.qc.ca/regie/DirectivesInstructions/Regie_RoleExperts_18juillet2011.pdf

²¹ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 153

²² D-2011-145, p. 7, par. 10

Pour ces raisons, le GRAME recommande à la Régie de prendre en considération les conclusions et recommandations énoncées par celui-ci autant dans son rapport que lors de son témoignage devant la Régie de l'énergie en date du 30 septembre et du 26 avril 2012 respectivement.

Le rapport d'expert de monsieur Finamore est par ailleurs plus objectif et indépendant que le rapport d'évaluation soumis par la firme Accenture.

À titre d'exemple, Monsieur Finamore a énoncé lors de son témoignage les six (6) conclusions auxquelles il est arrivé suite à son analyse du projet LAD tel que présenté par le Distributeur, les deux premières conclusions étant positives pour le Distributeur :

« The first conclusion that we have come to is AMI implementation is an appropriate result for, an appropriate objective for Hydro-Québec.²³ (...) A second conclusion that we have reached is that Hydro-Quebec's vendor choices do appear reasonable.²⁴ (...) My third conclusion is that AMI system benefits are not being sufficiently implemented in this project however.²⁵ (...) Conclusion 4 is a pilot project have not accomplished all objectives.²⁶ (...) Conclusion 5, total project cost has not been sufficiently validated.²⁷ (...) Lastly, Conclusion No. 6 : Inadequate or incomplete pilot project result could lead to unexpected projects delays and cost overruns. (...)»²⁸ »

Dans son argumentation, à la section portant sur le fardeau de preuve, le Distributeur énonce : « L'objet de la présente demande n'est pas de faire approuver un projet mais un investissement »²⁹.

Par cette affirmation, le Distributeur semble oublier le contexte établi par la Régie, et plus précisément la question de la justification du Projet en relation avec les objectifs visés.

Le Distributeur reproche également au GRAME d'avoir couvert des éléments de preuve non pertinents, et ce sans préciser lesquels, allant jusqu'à demander à la Régie d'écarter des éléments de preuve³⁰ n'ayant par ailleurs vraisemblablement pas fait l'objet d'objections de sa part lors des audiences.

²³ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 160

²⁴ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 161

²⁵ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 162

²⁶ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 164

²⁷ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 166

²⁸ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 169

²⁹ B-0163, Argumentation écrite du Distributeur, p. 5, par. 11

³⁰ B-0163, Argumentation écrite du Distributeur, p. 5, par. 10

Avec respect, le GRAME rappelle au Distributeur le passage suivant de la décision D-2011-145 :

« [13] Quant à la portée de l'expertise sur les projets pilotes, la Régie rappelle sa décision D-2011-124. La Régie a identifié les questions pertinentes à l'étude de ce Projet sous l'article 73 de la Loi, dont celle de savoir si le Projet est justifié en relation avec les objectifs visés. Dans ce contexte, la Régie considère que la façon dont le Projet est susceptible de rencontrer les objectifs visés peut être discutée ou remise en question. Telle remise en question pourrait être reliée aux projets pilotes s'il était démontré qu'ils ne sont pas concluants en regard de l'atteinte des objectifs visés. Il ne faut donc pas indûment restreindre le débat à cet égard et laisser l'expert se prononcer, le cas échéant. »³¹

Le GRAME estime que loin d'avoir élaboré des scénarios catastrophes ou demandé que tous les aspects du projet LAD soit testés en situation réelle, son expert a su identifier des éléments pertinents pouvant avoir une incidence sur les coûts et qui permettent de conclure que les tests des projets pilotes ne sont pas concluants à ce jour.

L'expert du GRAME a recommandé à la Régie d'agir avec prudence et diligence, estimant que les tests des projets pilotes servent à réduire les risques d'un tel projet, ainsi que Mme Moreau lors de son témoignage³².

Le principe de la réduction du risque est lié à la réduction des incertitudes, et les projets pilotes servent à encadrer ces incertitudes et risques technologiques.

Le GRAME a suivi le cadre établi par la Régie dans sa décision D-2011-145 qui excluait l'analyse économique des nouvelles fonctionnalités, tout en permettant l'analyse de certains effets qui découleront de la décision rendue en phase 1 :

« [39] : Dans le cadre de cette demande, la Régie n'étudie pas les projets à venir mais le Projet. Il y a donc là un dosage pratique à faire entre ce qui doit être discuté en phase 1 ou ce qui peut l'être plus tard. À cet égard, la Régie devra tenir compte du fait que cette demande porte sur la première phase d'un projet prévu en trois phases et que certains effets de la première phase du projet pourraient devenir ultérieurement inéluctables. »³³
(notre souligné)

Le GRAME vous soumet que le cadre réglementaire établi au présent dossier par la Régie dans ses décisions procédurales³⁴ vise à assurer un encadrement adéquat des risques économiques et technologiques, lesquels ont été couverts par l'expert du GRAME, dont le mandat était de fournir son opinion et de rédiger un rapport relativement à 3 enjeux : 1) l'analyse des résultats des projets pilotes 2) l'analyse des choix technologiques du projet LAD et 3) l'analyse économique et financière du projet LAD.

³¹ D-2011-145, p. 7, par. 13

³² Notes sténographiques du 5 avril 2012, p. 22 à 25

³³ D-2011-124, p. 12, par. 39

³⁴ Le GRAME réfère aux décisions D-2011-124 et D-2011-145 rendues au présent dossier.

Dans sa décision D-2011-154, la Régie énonçait ce qui suit concernant l'utilité de l'expert du GRAME:

« [77] À cet égard, l'apport utile de l'expert tient à son expérience sur ce qui s'est fait (et se fait) ailleurs au Canada et en Amérique du Nord. Ainsi, son opinion sur les sujets de la justification du Projet en regard de ses objectifs, la pertinence de ces objectifs par rapport à ce qui se fait ailleurs, les choix technologiques du Distributeur, les coûts du Projet par rapport à l'expérience qu'il a vécue ailleurs et les risques de ce type de projet sera susceptible d'éclairer la Régie. Pour ce faire, il n'est pas nécessaire de procéder à l'analyse de documents détaillés et encore moins d'en demander la traduction. »³⁵

L'analyse du présent dossier a donc été menée en fonction de ce cadre, et selon la preuve du Distributeur déposée autant par écrit qu'oralement durant les audiences.

Les recommandations du GRAME ne visent certainement pas à faire dériver le Projet, bien au contraire, l'expertise apportée à ce dossier vise à permettre au Distributeur de rencontrer les objectifs du projet LAD, dont le troisième objectif identifié comme devant permettre l'évolutivité des technologies qui seront mises en place.

I. APPROBATION DES TRAVAUX PRÉPARATOIRES

La première partie de la demande du Distributeur porte sur les travaux préparatoires présentés au dossier R-3723-2010 ainsi que sur les appels de propositions pour l'acquisition et l'installation des compteurs et des équipements et services de télécommunication :

« a) Les travaux préparatoires d'une durée de 24 mois présentés dans le dossier R-3723-2010, à savoir les projets pilotes, l'acquisition et l'intégration du frontal d'acquisition de données et du système de gestion des données de mesures au système d'Hydro-Québec, de même que les autres appels de propositions relatives à l'acquisition et à l'installation des compteurs de nouvelle génération, collecteurs et routeurs (équipements de télécommunication) et aux services de télécommunication. »³⁶

Dans son rapport³⁷, de même que dans son témoignage du 30 mars 2012³⁸, l'expert en réseaux intelligents M. Finamore a recommandé au Distributeur de poursuivre ses projets pilotes pour une durée supplémentaire évaluée entre 6 et 12 mois, considérant que les travaux préparatoires requis pour le Projet LAD n'étaient pas suffisamment avancés.

³⁵ D-2011-154, par. 77

³⁶ B-0002, p. 3, par. 19 a)

³⁷ C-GRAME-0045

³⁸ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 172

Par ailleurs, de l'avis de l'expert, il n'est pas suffisant de poursuivre les projets pilotes pour une telle période sans s'assurer que tous les éléments nécessaires pour réduire les risques technologiques soient testés via ces projets pilotes, et ce avant le déploiement massif de 80 000 compteurs par mois.³⁹

La Régie ne devrait donc pas considérer seulement la durée des travaux mais plutôt s'assurer que tous les risques technologiques aient été testés et prévus via les pilotes.

Le GRAME vous soumet que tous les risques n'ont pas été testés, et souhaite attirer l'attention de la Régie sur des aspects ayant fait l'objet de certains débats au présent dossier, soit (1) la topologie du réseau, (2) la communication par satellite, (3) l'installation des compteurs, incluant le remplacement d'un haut volume de compteurs et les compteurs Elster, ainsi que de brefs commentaires portant sur (4) les tests effectués pour mesurer le temps de latence et la bande passante lors des projets pilotes.

1.1 Topologie du réseau

Dans son témoignage du 30 mars 2012, monsieur Finamore énonçait que le Distributeur devrait être en mesure de mettre à jour la topologie du réseau suite aux projets pilotes:

*“So, in my view, one of the main benefits of a pilot, which was one of the original four things that I had listed as to be what is important to do a pilot, is to validate the network design. And the pilots have therefore been substantially completed, and Hydro-Quebec should be able to now update the network equipment.”*⁴⁰

Lors de la contre-preuve, le Distributeur a abordé ce point, précisant que son estimation est de 560 collecteurs et de 14 950 routeurs⁴¹.

Pour les 3 projets pilotes, soit Villeray, Boucherville et Memphrémagog, seulement 4 collecteurs et 147 routeurs ont été utilisés⁴². Le Distributeur se base donc entre autres sur les résultats d'une installation de 0,7% de collecteurs et de 1% des routeurs pour s'assurer de la garantie de performance du système à travers le Québec.

Le Distributeur ne bénéficie pas de garantie sur le nombre de collecteurs qui seront requis pour assurer un taux de performance de lecture de 99.4% bien qu'il affirme dans le document de présentation de contre-preuve daté de mai 2012 :

« Les estimés de 14 950 routeurs et de 560 collecteurs pour le Québec sont raisonnables et constituent un engagement contractuel. »⁴³.

³⁹ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 174, m. Finamore : *“If the automated meter exchange software is not fully tested, you don't want to find the problem on eighty thousand (80,000) meter changes are occurring each month.”*

⁴⁰ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 180, m. Finamore

⁴¹ HQD-8, doc. 1, p. 5

⁴² HQD-8, doc. 1, p. 5

⁴³ HQD-8, doc. 1, p. 5

Cet engagement contractuel quant au nombre d'équipements requis ne viserait que le nombre de routeurs et non le nombre de collecteurs, selon la réponse de m. Abiad.⁴⁴

Dans l'éventualité où le nombre de collecteurs estimé ne serait pas suffisant pour assurer un taux de performance de lecture de 99.4%, le Distributeur devra payer pour les équipements supplémentaires⁴⁵.

1.2 Service par satellite

Le GRAME s'intéresse au service satellite considérant qu'il s'agit de l'alternative prévue par le Distributeur à la couverture cellulaire.

À la pièce HQD-1, doc. 1, le Distributeur énonce que : « La solution proposée est basée sur l'utilisation d'un service cellulaire numérique aux endroits où la couverture cellulaire est disponible et d'un service satellite lorsque ce n'est pas le cas. »⁴⁶.

Le GRAME a donc été surpris de constater qu'en audience, m. Abiad affirme que le Distributeur ne prévoyait pas de coûts pour l'utilisation du service satellite :

« R. Mais le code affaire n'a pas le coût de satellite là-dedans. Le code affaire est basé sur des collecteurs qui fonctionnent par cellulaire à travers le Québec. O.K. »⁴⁷

En contre-preuve, monsieur Abiad a même ajouté que le Distributeur n'avait aucune obligation de tester le satellite :

« Dans le fond, à toutes fins pratiques là, pour les collecteurs, on n'avait aucune obligation de tester si le satellite fonctionne ou autre chose là. Donc, le bout-en-bout, ce qu'on a fait, nous, pour les éléments qui sont hors périmètre du projet, on s'est assuré qu'ils vont être disponibles ou qu'ils ont la capacité d'être intégrés parce que ces cas- là, le cas échéant, vont faire l'objet d'un cas d'affaires à part qui va identifier si ça vaut la peine de le faire ou non et ses avantages économiques et commerciales. [...] »⁴⁸

Le GRAME soumet à la Régie que le recours au satellite est une alternative au service cellulaire ayant été prévue par le Distributeur pour couvrir l'ensemble du Québec et qu'en ce sens, les coûts liés au service satellite devraient être inclus dans le cas d'affaires du présent projet et non dans un cas d'affaires différent.

⁴⁴ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 16 : « Q. [13] Juste une petite précision parce que le nombre estimé, tantôt on parle de cinq cent soixante (560), quatorze mille neuf cent cinquante (14 950). Là, vous m'avez dit que pour les collecteurs, si ça dépassait cinq cent soixante (560), à ce moment-là, ça serait à la charge du Distributeur?

R. Oui, c'est bien ça. Les collecteurs ne sont pas indiqués à un nombre maximal. Les routeurs, le chiffre est contractuel, est indiqué et s'il dépasse on y va avec ça. »

⁴⁵ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 16

⁴⁶ HQD-1, doc. 1, p. 27

⁴⁷ Notes sténographiques du 21 mars 2012, p. 252, m. Abiad

⁴⁸ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 61, m. Abiad

Lors du contre-interrogatoire du panel 1 par le procureur de la Régie Me Pierre Tourigny en date du 20 mars 2012, monsieur Abiad a mentionné qu'à sa connaissance, aucun test n'avait été fait pour l'utilisation de communication par satellite.⁴⁹

Lors du panel technologique, le 22 mars 2012, un autre témoin du Distributeur, m. Charbonneau, énonçait que des tests étaient en cours mais que le Distributeur était en attente d'un « modem » pour permettre les tests avec un collecteur :

« R. Le lien satellite est en train de se tester actuellement. Rogers a déjà fait ses essais de communication pour se rendre jusqu'à nous et on est en attente du modem pour finaliser les tests avec le collecteur, donc c'est juste une question de synchronisation »⁵⁰.

Lors de la présentation de la contre-preuve, plus de deux mois plus tard, soit le 25 mai 2012, m. Charbonneau a énoncé que :

« Actuellement, on est en... on a fait des... on est en train d'intégrer cette technologie-là avec notre fournisseur Rogers. Lui, il a fini ses étapes, il nous reste à avoir un collecteur qui inclut ce modem-là. »⁵¹

Dans son rapport, l'expert Finamore émettait des doutes sur la disponibilité de la connexion satellite pour la livraison des données et ce, en se basant sur les spécifications du *GridstreamRF* série IV des collecteurs⁵².

Lors de la contre-preuve, monsieur Charbonneau a confirmé que les collecteurs du Gridstream de la série IV étaient compatibles avec la connexion satellite⁵³, sans toutefois pouvoir affirmer que les tests aient été réalisés avec succès pour la connexion satellite du modem des collecteurs.

En effet, le Distributeur ne dispose pas encore d'un modem respectant les normes d'homologation, le premier modem reçu depuis le 22 mars 2012 ayant été retourné pour cause de non-respect de « *la norme en termes de durabilité* »⁵⁴.

Pour résumer sur ce point, il semble que le Distributeur ne dispose ni d'un modem respectant les normes d'homologation requises en termes de durabilité, ni du collecteur permettant de recevoir ce modem communicant par satellite.

⁴⁹ Notes sténographiques du 20 mars 2012, p. 199, m. Abiad: « *mais à ma connaissance l'équipe ne m'a pas informé qu'on a testé par satellite.* »

⁵⁰ Notes sténographiques du 22 mars 2012, p. 46

⁵¹ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 60

⁵² C-GRAME-0045, p. 42

⁵³ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 63 à 68

⁵⁴ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p.63, m. Charbonneau

Par ailleurs, les collecteurs installés par le Distributeur n'alterneront pas entre la communication cellulaire et satellite.⁵⁵ Selon les réponses du témoin du Distributeur monsieur Charbonneau, le modem de la boîte du collecteur aura accès soit à la communication satellite, soit à la communication cellulaire.⁵⁶

Dans certaines régions, la technologie par cellulaire pourrait ne pas être accessible pour une minorité de clients qui nécessiteraient un modem différent pour accéder à une technologie par satellite.

Dans son rapport d'évaluation, la firme Accenture semble très optimiste quant au développement de la technologie IMA maillée :

« Dans le deuxième appel de propositions lancé pour acquérir les compteurs, la télécommunication NAN et les systèmes IMA, Hydro-Québec Distribution avait effectivement dès le départ fait preuve de prudence en réservant la zone rurale/isolée à la toute fin du déploiement en prenant comme hypothèse que la technologie IMA maillée allait gagner en maturité au fil des ans et devenir plus performante dans ce type de milieu. »⁵⁷.

Par ailleurs, la réponse de monsieur Lafeytaud à une question du GRAME est inquiétante considérant que le Projet LAD doit être étendu à toutes les régions du Québec :

« Q. [130] *Maintenant est-ce que vous ne pensez pas qu'il aurait pu être opportun de procéder à un projet pilote dans une de ces régions où la densité de population représente effectivement une région isolée et non seulement rurale?*

R. *Pas nécessairement compte tenu de la densité que vous venez de mentionner, il n'est pas forcément pertinent de, d'ailleurs, sans rentrer dans les détails, mais il n'est pas nécessairement pertinent de se dire que le projet ira dans des zones qui sont extrêmement faiblement densifiées.*

Ça reste, j'imagine moi, je n'ai pas de, je parle d'un point de vue industriel pour le coût, à un moment donné il y a des cas d'exception qui deviennent improductifs dans le cas d'un projet. Il ne s'agit pas de tout couvrir dans ce cas-là. »⁵⁸ (nos soulignés)

Le Distributeur devrait s'assurer que les pilotes réalisés soient représentatifs des régions du Québec, tant au niveau de leur densité de population que de la présence d'obstacles physiques.

⁵⁵ Notes sténographiques du 21 mars 2012, p. 249 et 250 : « Q. [424] *Maintenant, concernant, je reviens aux collecteurs, est-ce que les collecteurs du « Gridstream » qui sont en cours d'installation auront la possibilité d'alterner entre une communication par cellulaire et une communication par satellite?*

M. FABIO CHARBONNEAU :

R. *On va pouvoir l'avoir l'un ou l'autre sur le collecteur. Par contre, quand vous dites alterner, on ne pense pas utiliser deux communications à partir du même collecteur. On pense avoir une communication en place par collecteur. Sachant qu'on est capable de récupérer l'information par la suite.* »

⁵⁶ Notes sténographiques du 21 mars 2012, p. 256 : « R. (...) Ce modem-là, soit qu'il parle à un satellite, soit qu'il parle à une communication cellulaire. ».

⁵⁷ HQD-1, doc. 3.1, p. 26

⁵⁸ Notes sténographiques du 26 mars 2012, p. 114-115

Tel qu'énoncé par madame Moreau dans son témoignage, le Québec représente un vaste territoire à desservir où le lien cellulaire n'est pas toujours fonctionnel:

« Je peux peut-être donner un exemple personnel. Moi j'habite à Saint-Côme, Monsieur le président, et mon cellulaire ne fonctionne pas en bas de la côte chez moi et il y a seulement le téléphone qui rentre.

Et donc c'est une préoccupation, on vit dans un vaste territoire au Québec, trois fois la superficie de la France, donc c'est quand même il faut se préoccuper de cet élément-là. »⁵⁹

On peut visualiser sur le site de Rogers⁶⁰, tel que mentionné par madame Moreau, qu'une partie de la région de Lanaudière n'est pas couverte, de même que la Gaspésie et la Côte-Nord.

Le Distributeur n'a pas déposé au dossier de preuve à l'effet que la technologie par satellite avait été testée et que les tests étaient terminés, bien au contraire.

Dans le contexte du Québec et de son vaste territoire à desservir, cela constitue un risque technologique important et le Distributeur n'a pas fait la preuve que ce risque avait été testé de manière satisfaisante.

Monsieur Finamore, expert en réseaux intelligents, concluait ainsi sur cette question lors de sa présentation en date du 30 mars 2012 :

“Satellite testing has been discussed initially in Hydro-Quebec's filing. It was mentioned that satellite technology would be used for coverage areas where there was not sufficient cellular coverage. To our knowledge, this has not been tested in any way, and I think, if I recall, there was some testimony that it has not yet been tested. So that is a concern to me.”⁶¹

Pour ces raisons, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de prolonger ses projets pilotes afin de s'assurer que la communication par satellite assurera un fonctionnement du réseau dans les endroits où la couverture cellulaire ne sera pas disponible. Une telle preuve permettrait à la Régie de réduire les risques du projet LAD en matière de choix technologique.

Aussi, puisque le Distributeur n'inclut pas dans son cas d'affaires les coûts liés au service de transmission de données par satellite et que le territoire desservi par Rogers ne couvre pas l'ensemble du territoire du Québec, le GRAME soutient que le Distributeur doit déposer un budget révisé incluant une estimation de ces coûts.

⁵⁹ Notes sténographiques du 5 avril 2012, p. 29

⁶⁰ http://www.rogers.com/web/Rogers.portal?_nfpb=true&_pageLabel=NEW_GCT&_nfls=true&setLanguage=fr&template=wireless_network

⁶¹ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 193

1.3. Installation des compteurs

1.3.1 Méthode prévue d'installation des compteurs

Bien que le Distributeur ait utilisé les compteurs qui avaient été installés pour le projet Heure juste⁶² dans le cadre de ses travaux préparatoires, les premiers compteurs du projet LAD n'ont été installés qu'à partir de juin 2011⁶³.

L'installation des compteurs de nouvelle génération a débuté en juin 2011 dans le projet pilote de Boucherville, en août 2011 pour la zone de Memphrémagog et en septembre 2011 pour Villeray⁶⁴.

En réponse à une question de Me Tourigny, le Distributeur a énoncé qu'il visait l'installation de 5 000 nouveaux compteurs par jour dans la cadre du déploiement massif⁶⁵.

La crainte de monsieur Finamore, fondée sur les problèmes dus à l'installation de compteurs intérieurs, a été énoncée dans son témoignage du 30 mars 2012 :

« A. Well, it's a fact of life today that there are many homes in which both adults are working and gaining access is extremely difficult. And I've seen cases where it is just extremely difficult to not only gain access on the first or second time, but to get customers to even call in and schedule appointments. »

[...]

And that becomes a problem that falls back and burdens the utility because in most of these contracts, the contractor will then hand back the incomplete ones to the utility and the burden and responsibility falls back on the utility to have to complete these, often at higher additional cost later.

*So one of the benefits of a pilot, that's why we have these pilots, is to examine this to come up with a more realistic, accurate picture of the access issues that are involved, compare them to the benchmark rates that were in the existing original filing and then revise the cost accordingly to reflect the results of the pilot.*⁶⁶ (nos soulignés)

⁶² Notes sténographiques du 19 mars 2012, p. 137

⁶³ Notes sténographiques du 19 mars 2012, p. 139, [98]

⁶⁴ Notes sténographiques du 19 mars 2012, p. 138

⁶⁵ Notes sténographiques du 20 mars 2012, p. 213 -214 : « Q. [329] Trois mille six cent trente-six (3 636). C'est juste pour vous mentionner là que ce n'est pas cinq mille (5 000), hein!

R. Oui, mais on vise cinq mille (5 000) quand même là, mais il faudrait voir pourquoi le chiffre, sur quelle base qu'il a été calculé ici en termes de nombre de jours exacts là... »

⁶⁶ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 181-182

Lors de la suite de son témoignage, en date du 26 avril 2012, monsieur Finamore a émis plusieurs commentaires relativement à la version révisé de l'engagement no. 9 déposé le 26 avril 2012⁶⁷ par le Distributeur et portant sur les résultats obtenus par Capgemini lors de l'installation des compteurs intérieurs, que l'on retrouve aux pages 11 à 14 du volume 14 des notes sténographiques au présent dossier.⁶⁸

Dans son témoignage, monsieur Finamore a fait référence à une méthode communément appelée « cherry-picking », soit une stratégie conçue pour atteindre un taux élevé de réussite lors d'un premier passage lorsqu'une grande quantité de compteurs est disponible pour compléter un petit nombre d'installations :

« And for Capgemini to complete eighty-three percent (83%) on the first visit tells me that the method they're using is perhaps not individual appointments but maybe going down streets, or maybe approaching many customers in sort of what we call a cherry-picking fashion, where you would just go down and eventually, you're going to find somebody who is home, and you'll be able to change that meter. »⁶⁹

Lors de la présentation de la contre-preuve, le Distributeur a présenté la stratégie de déploiement de Capgemini. La première étape est décrite ainsi par le Distributeur :

« 1. Un premier passage massif sur le terrain est effectué. Passage à toutes les portes avec le maximum d'installation (Cherry Picking) »⁷⁰.

La troisième étape présentée dans le document, soit le « balayage » est similaire à celle du « cherry-picking » et le témoin du Distributeur n'a pas été en mesure d'en expliquer les réelles différences.⁷¹

Basé sur les commentaires de son expert, le GRAME n'est pas convaincu que les résultats obtenus par Capgemini lors du projet pilote de Villeray sont concluants.

Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de prolonger les projets pilotes, notamment celui de Villeray selon le plan initial de déploiement, afin de valider les coûts prévus pour l'installation des compteurs intérieurs et ce, avant d'approuver les coûts liés aux travaux préparatoires faisant l'objet de la demande d'approbation du Distributeur⁷².

⁶⁷ B-0130, HQD-7, doc. 11 (Daté du 25 avril 2012)

⁶⁸ Notes sténographiques du 26 avril 2012, p. 11 à 14, m. Finamore : (Extrait) «*So there is some, what appears to be some inconsistencies in the numbers, where Capgemini seems to be incredibly high in the number of completions on the first visit compared to other information which we know to be true, like the number of appointments and so forth that are needed.*»

⁶⁹ Notes sténographiques du 26 avril 2012, p. 12 et 13, m. Finamore

⁷⁰ HQD-8, doc. 1, p. 28

⁷¹ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 87-88, Q. [105] : « (...) Il reste une dernière étape où, avant de fermer la zone, de retourner et voir est-ce qu'on peut... est-ce qu'on peut faire un dernier balayage puis fermer les derniers qui resteraient là. »

⁷² B-0002, Demande d'autorisation du Projet lecture à distance – Phase 1, p. 3, par. 19 a)

1.3.2. Haut volume de changements de compteurs via SAP

Monsieur Finamore a également identifié un autre élément qui n'avait pas été testé dans le cadre des projets pilotes, soit le haut volume de changements de compteurs par mois via SAP :

« And then, the high volume meter changes that are going to take place by Capgemini. It is very hard to simulate that high volume and to anticipate all the problems that will occur when you are separating out eighty thousand (80,000) customers per month for meter changes. And attempting to not affect billing and complete those changes and have them upgraded and integrated back into the SAP system, that's a major challenge. And from the testimony I heard, that has not been fully tested yet. Certainly, it hasn't been looked at in the level of volume as would be needed for this particular project. »⁷³

Dans la contre-preuve, le Distributeur a spécifié qu'un « Rehaussement de la plateforme SAP (AMI 2.0) et une standardisation des changes entre SAP et le MDMS sont en cours »⁷⁴.

En réponse à une question de Me Sicard en date du 22 mai 2012, les témoins du Distributeur ont affirmé que l'évolution de SAP avec la version « enhancement pack 5 » permettra « de faciliter la prise en charge de hauts volumes »⁷⁵.

L'évolution ou l'intégration de SAP est prévue pour l'automne 2012.⁷⁶

Considérant le haut volume de compteurs à être installés par jour (5 000) et par mois (80 000), le GRAME recommande au Distributeur de prolonger les projets pilotes afin de permettre l'intégration de la nouvelle version de SAP avant le déploiement massif, et ce afin de s'assurer que le système de facturation SAP supporte un haut volume de changements de compteurs par jour.

1.3.3. Compteurs d'Elster

Enfin, un autre élément identifié par m. Finamore est le fait que dans le cadre de ses projets pilotes, le Distributeur n'a pas testé les compteurs provenant de son deuxième fournisseur Elster.

L'expert en réseaux intelligents, m. Finamore, a fait part à la Régie de sa préoccupation à cet égard dans le cadre de son témoignage, basée sur le fait que les compteurs d'Elster représentent 20% du nombre total de compteurs de nouvelle génération à être installés :

“A. Well, I think because Hydro-Quebec plans to install twenty per cent (20%) of its meters as Elster meters, this... which is approximately seven hundred and fifty thousand (750,000) meters over the three zones, it is important that these be fully tested since it is not known if the Elster meter has been read over the Landis+Gyr Gridstream network at any other location. And that I think in the absence of that, it is really important that the

⁷³ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 193

⁷⁴ HQD-8, doc. 1, p. 14

⁷⁵ Notes sténographiques du 22 mai 2012, p. 183

⁷⁶ HQD-8, doc. 1, p. 14

*Elster meters be rigorously tested over the Landis+Gyr network to make sure that there are no differences between the results that are provided... or the results that are received over the Elster meter versus a Landis+Gyr Focus meter (...)*⁷⁷(notre souligné).

En réponse à une question de Me Tourigny pour la Régie, m. Abiad énonçait :

*« Ce qu'il reste à faire, pour répondre adéquatement à la réponse, c'est prendre les Elster qui sont lus actuellement par leur propre ligne de télécom et les intégrer dans l'infrastructure de télécommunication de Landis+Gyr, ce qui n'a pas encore été fait. »*⁷⁸

Lors du contre-interrogatoire portant sur la contre-preuve en date du 25 mai 2012, un autre témoin du Distributeur a affirmé ne pas avoir encore testé les compteurs Elster de nouvelle génération qui représentent 20% des compteurs à être installés⁷⁹.

Selon monsieur Parent, ces compteurs sont en confection et n'ont donc pas encore pu être testés :

*« R. Un élément que je vous rapporte comme clarification parce qu'il y a deux mondes, j'ai deux mondes de Elster, j'ai Elster heure juste, puis j'ai Elster le nouveau monde avec GridStream. Elster nouveau monde avec GridStream ce compteur-là est dans une livraison qui va être ultérieure. Donc actuellement ce compteur-là n'a pas été testé complètement, il est en confection. »*⁸⁰

Le fait que les appels de propositions prévoient une garantie que les deux marques de compteurs soient compatibles⁸¹ n'empêche pas l'obligation que ces compteurs soient testés dans le cadre des travaux préparatoires du projet LAD.

Les pilotes devraient donc être prolongés pour tester les compteurs d'Elster qui seront utilisés pour un compteur sur cinq (1/5) du total des compteurs de nouvelle génération, et ce avant l'approbation des travaux préparatoires du Projet LAD par la Régie de l'énergie.

1.4. Temps de latence requis et la bande passante

Concernant le temps de latence, bien que le Distributeur ait finalement effectué certains tests⁸², ces tests n'ont pas été effectués de manière à tenir compte de la bande passante alors que plusieurs fonctionnalités seront utilisées à un même moment, selon les réponses des témoins du Distributeur lors du contre-interrogatoire du GRAME portant sur la contre-preuve⁸³.

⁷⁷ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 174

⁷⁸ Notes sténographiques du 20 mars 2012, p. 198, Contre-interrogatoire Me Tourigny

⁷⁹ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 69, m. Denis Parent

⁸⁰ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 69

⁸¹ B-0163, Argumentation écrite du Distributeur, p. 17, par. 59, note de bas de page 64

⁸² HQD-8, doc. 1, p. 9

⁸³ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 21 à 27

Également, il ressort de ces réponses que certaines fonctionnalités, comme celles de la détection des pannes et de la subtilisation, auront éventuellement priorité sur les fonctions de base⁸⁴. Le temps de latence pour les fonctionnalités de base pourra ainsi en être affecté.

Le GRAME a demandé à M. Lafeytaud, représentant d'Accenture, s'il était prudent pour un utilitaire de service de spécifier dans ses exigences contractuelles les caractéristiques de performance, telles que le temps de latence et la bande passante :

« Q. [...] *Donc êtes-vous d'accord avec le fait qu'il est prudent pour un utilitaire de services publics de spécifier les caractéristiques de performance comme le temps de latence et la bande passante et ce, dans les exigences contractuelles?*

R. Sans pouvoir révéler ce qui est dans le contrat je dirais que c'est même important de le spécifier dès l'appel d'offres et à ma connaissance ça avait été fait. »⁸⁵

Cette situation ne semble pas avoir été prévue par le Distributeur qui, selon sa réponse à l'engagement no. 74, ne dispose pas de garantie contractuelle visant à identifier le temps de latence requis pour la fonctionnalité branchement/débranchement du périmètre.

Le Distributeur n'a pas fait la preuve qu'il disposait d'une quelconque garantie contractuelle portant sur le taux d'utilisation de la bande passante qui sera utile suite à l'évolution du réseau.

Dans sa contre-preuve, le Distributeur énonce que 14,4% de la bande passante est requise en utilisant un ratio de 19 220 compteurs par collecteur⁸⁶, mais ces résultats ne peuvent vraisemblablement pas tenir compte des fonctionnalités avancées de l'AMI qui communiqueront éventuellement sur le réseau.

Dans la décision D-2011-124, la Régie précise que les sujets reliés aux nouvelles fonctionnalités doivent se rattacher aux objectifs visés et la justification du Projet en lien avec ces objectifs, selon l'article 2 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁸⁷.

Concernant le troisième objectif du Distributeur, la Régie énonçait ce qui suit dans la décision D-2011-124 :

« [37] (...) En ce qui a trait au troisième objectif, la Régie entend contenir le débat à la possibilité que les équipements du Projet — c'est-à-dire les compteurs de nouvelle génération, les TI et l'IMA — puissent évoluer vers de nouveaux services aux clients et de nouvelles mesures de gestion du réseau. »⁸⁸

⁸⁴ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 33

⁸⁵ Notes sténographiques du 26 mars 2012, p. 122

⁸⁶ HQD-8, doc. 1, p. 11

⁸⁷ D-2011-124, par. 35

⁸⁸ D-2011-124, par. 37

Par conséquent, tel que mentionné par Mme Moreau⁸⁹ en référence à la preuve du GRAME⁹⁰, le Distributeur n'a pas démontré qu'il rencontre le troisième objectif retenu pour le projet LAD, soit : « la possibilité d'évolution technologique permettant éventuellement d'offrir de nouveaux services aux clients et de mettre en place des mesures de gestion du réseau. »⁹¹

Conclusion section 1

Concernant les résultats des projets pilotes, soit l'évaluation des résultats des travaux préparatoires et des projets pilotes associés au Projet LAD, l'expert du GRAME avait pour mandat de déterminer si des éléments étaient manquants dans le choix des travaux préparatoires et de les identifier.

Le GRAME retient les conclusions de son expert en lien avec son identification des éléments manquants dans le choix des travaux préparatoires.

II. IMA

Le deuxième élément de la demande du Distributeur est en lien avec :

« b) La finalisation de la mise en place des TI d'une IMA, notamment le développement de liens de communication avec le prestataire de services chargé de l'installation des compteurs, le développement de la fonction d'interruption et de remise en service à distance et la mise en place d'un centre d'exploitation du mesurage, préalable au déploiement des compteurs de nouvelle génération de LAD, le tout au cours de la période 2010-2012 »⁹².

Le GRAME souhaite attirer l'attention de la Régie sur trois éléments en lien avec la mise en place d'une IMA, soit (1) le choix de la solution retenue, (2) l'installation d'une ancienne version du *Gridstream* et des compteurs de Landis+Gyr et (3) la fonction « rebranchement/débranchement ».

2.1. Choix de la solution retenue

L'expert Finamore a exprimé dans son rapport le lien entre les risques technologiques et les incertitudes en mettant l'emphase sur le fait qu'Hydro-Québec ait retenu la combinaison du *Gridstream* de Landis+Gyr, EnergyICT pour son MDMS avec un système de facturation SAP, cette solution globale étant pour la première fois expérimentée en Amérique du Nord :

⁸⁹ Notes sténographiques du 5 avril 2012, p. 35, Mme Moreau

⁹⁰ C-GRAME-0034, p. 8

⁹¹ HQD-1, doc. 1, p. 7

⁹² B-0002, p. 4, par. 19 b)

« Valutech is not aware of any utility AMI system implementation that is currently using the combination of Landis+Gyr Gridstream two way communications for AMI, EnergyICT for MDM and SAP for billing advanced utility rates such as time-of-use in North America at this time. »⁹³

Le 23 mars 2012, monsieur le Régisseur Lassonde demandait aux témoins du Distributeur si d'autres distributeurs utilisaient la même structure que la solution retenue dans la présente demande⁹⁴. Monsieur Abiad affirmait sous serment qu'une entreprise du Texas utilisait la même technologie :

“R. Oui. D'ailleurs, le panel qui est ici sont allés même visiter sur place, l'entreprise est au Texas, qui a la même technologie que nous. Si ma mémoire est bonne, je pense c'est deux millions (2 M) de clients, deux millions (2 M) de compteurs qui fonctionnent, utilisant la même technologie et le même pro forma, la même configuration cellulaire pour le WAN puis, bon... C'est Landis+Gyr. Il y en avait une autre d'ailleurs, on en a visité deux aux États-Unis. Et la facturation fonctionne depuis... depuis le temps. »⁹⁵

Par ailleurs, le témoin indépendant de la firme Accenture, M. Lafeytaud, estimait entre un et zéro le nombre de services publics qui utilisent la combinaison Landis+Gyr, EnergyICT et SAP en Amérique du Nord :

Q. [101] Donc ma prochaine question, combien de services publics utilisent actuellement la combinaison Landis+Gyr, EnergyICT et SAP, et ce en Amérique du Nord.

*R. La combinaison de mes réponses précédentes fait que ça reste à vérifier et qu'on se situe entre quelque chose comme zéro et au moins une.*⁹⁶

Suite aux réponses du Distributeur en audience référant à une compagnie au Texas⁹⁷ et afin de clarifier cette question de la Régie, monsieur Finamore a émis certains commentaires lors de la suite de son témoignage le 26 avril 2012 :

A. Sure. Well, I've previously testified that I am not aware of any utility in North America that is using the exact combination of SAP for billing NCIS for EnergyICT for meter data management and for Landis+Gyr for their AMI system technologies. I stand by that, that I'm still not aware that anyone is using those, and I think, given the information we have about two million (2,000,000) meter utility in Texas, there can only be two or three utilities that qualify for that, and the one that Landis+Gyr is using, or is involved in I should say, is Oncor in the Dallas, Texas area. And that's one that's about two million (2,000,000) meters, and I believe they're using Ecologic Analytics as their Meter Data Management software, not EnergyICT.

So I still stand by what I said before --I'm not aware of any utility in North

*America that is using the exact combination of technologies that are being proposed for the Hydro-Quebec project.*⁹⁸

⁹³C-GRAME-0045, p. 43

⁹⁴ Notes sténographiques du 23 mars 2012, p. 198-199

⁹⁵ Notes sténographiques du 23 mars 2012, p. 199

⁹⁶ Notes sténographiques du 26 mars 2012, p. 96

⁹⁷ Note : Entreprise dont le nom n'avait par ailleurs pas été mentionné par le Distributeur.

Pour appuyer cette affirmation à l'effet qu'aucun autre distributeur n'utilisait à ce jour la même combinaison de technologies, le GRAME a déposé le 26 avril 2012 un document sous la cote C-GRAME-0074 qui stipule que le distributeur Oncor basé au Texas n'utilise pas le MDMS d'EnergyICT, mais plutôt le MDMS d'Ecologic Analytics⁹⁹.

Lors de la contre-preuve en mai 2012, le Distributeur a élaboré sur cette entreprise, en présentant Oncor comme un pilote pour son projet¹⁰⁰, précisant toutefois qu'il n'utilise ni le même MDMS, ni le système SAP pour la facturation de ses clients :

« Le côté Oncor, ils n'utilisent pas un système de SAP, ils utilisent un système maison, un Legacy maison, donc basé sur leurs bases de données et Oracle en termes de MDMS. Donc, c'était juste pour rectifier le tout en termes... »¹⁰¹.

Selon notre interprétation des propos du Distributeur, le fait que tous les acteurs aient une expérience indépendante élimine les risques que la combinaison du système ne fonctionne pas:

« (...) comment qu'on en revient à dire qu'il n'y a rien d'inquiétant dans cette combinaison totale, parce que chacun des morceaux a déjà une expérience »¹⁰²

De l'avis de l'expert du GRAME, le risque technologique est plutôt renforcé par le fait que la fonctionnalité branchement débranchement n'est toujours pas fonctionnelle à partir de SAP :

“An additional concern is that, to our knowledge, no other utility in North America has implemented the exact combination of SAP for billing, EnergyICT meter data management software, and the new Landis&Gyr Gridstream AMI system for its smart grid systems, for its entire system. This fact alone suggests that additional prudence should be considered in completing a robust testing regime through all the necessary interfaces.”¹⁰³

Sur cette question, le manque de transparence dans les réponses du Distributeur devrait faire en sorte que la Régie fasse preuve de diligence et de prudence et qu'elle exige du Distributeur qu'il complète ses tests, avant d'approuver le projet LAD.

Tel qu'énoncé par monsieur Finamore, expert en réseaux intelligents, le fait qu'une telle combinaison n'ait pas encore été retenue sur le marché doit être considéré par la Régie qui devrait demander de renforcer les tests lors des pilotes afin de s'assurer que chacune des parties du choix technologique retenu communique adéquatement entre elles.

⁹⁸ Notes sténographiques du 26 avril 2012, p. 15 et 16

⁹⁹ C-GRAME-0074 : Article intitulé : « Oncor to Deploy the Ecologic MDMS »

¹⁰⁰ HQD-8, doc. 1, p. 4

¹⁰¹ Notes sténographiques du 22 mai 2012, p. 193, m. Charbonneau

¹⁰² Notes sténographiques du 22 mai 2012, p. 56, m. Charbonneau

¹⁰³ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 170

2.2 Installation de l'ancienne version de compteurs et Gridstream

Le *Grid stream* est le principal système de communication où toute l'information doit pouvoir circuler. Il s'agit de la « colonne vertébrale de tout le système », pour reprendre l'expression du Distributeur.¹⁰⁴

Le GRAME a déposé sous la cote C-GRAME-0064¹⁰⁵ un article intitulé : « Landis+Gyr Announces Next Generation Gridstream Solution ».

Cet article de presse émanant du *Wall Street Journal* énonce qu'une nouvelle série du *Gristream* pour les collecteurs sera disponible en 2012, la série V.

En réponse à une question du contre-interrogatoire du GRAME suite au dépôt de cet article, les témoins du Distributeur ont affirmé le 21 mars 2012 que le Distributeur utilisait déjà la série V du *Gristream* de Landis+Gyr pour ses collecteurs¹⁰⁶.

Le 22 mars 2012, le Distributeur a rectifié sa réponse en énonçant que la série IV était plutôt utilisée¹⁰⁷.

En référant à l'article déposé par le GRAME, monsieur Charbonneau prônait toutefois les avantages de la série V tels que décrits dans l'article du *Wall Street Journal* :

“ [...] release of Gridstream is based upon the latest processing and communications technologies offering 24 MB memory and reaching speeds of up to 300 kbps.

C'est ces éléments-là de Gridstream qui sont importants pour nous. Les éléments de :

Open computing platform with headroom to support growth in both processing and memory as utility needs change. This open platform designed for flexibility and high performance [...]”¹⁰⁸.

Le GRAME a également déposé sous la cote C-GRAME-0067¹⁰⁹ un article intitulé «*Landis+Gyr integrates next generation technology into smart meter*».

Cet article énonce qu'une nouvelle version de compteurs est disponible sur le marché depuis le 13 juillet 2011.¹¹⁰

¹⁰⁴ Notes sténographiques du 29 mars 2012, p. 102 : « R. Je vais vous parler point de vue technique, là. Présentement, tout doit passer par ce qu'on appelle le système « Grid Stream ». « Grid Stream » est le système de communication, si vous voulez, c'est le... c'est le « back bone », la colonne vertébrale de tout le système qui... qui fonctionne. »

¹⁰⁵ Le 21 mars 2012.

¹⁰⁶ Notes sténographiques du 21 mars 2012, p. 246

¹⁰⁷ Notes sténographiques du 22 mars 2012, p. 24

¹⁰⁸ Notes sténographiques du 21 mars 2012, p. 247

¹⁰⁹ Annonce de Landis+Gyr annonçant une nouvelle génération de compteurs

¹¹⁰ C-GRAME-0067

En audience, le GRAME a demandé au Distributeur de « Confirmer que les compteurs qui seront installés dans le cadre du déploiement massif sont ceux dont il est fait référence à la pièce C-GRAME-0067 dans le communiqué de Landis+Gyr »¹¹¹.

La réponse à l'engagement 32 du Distributeur confirme qu'il n'installera pas la nouvelle version de compteurs disponibles chez leur fournisseur Landis+Gyr :

« Les compteurs de nouvelle génération qui sont installés dans le cadre du déploiement massif sont ceux qui existaient au moment de l'appel de propositions faites par le Distributeur. Toutefois, les composantes logicielles de la carte de télécommunication de ces compteurs peuvent être mise à jour à distance et le fabricant confirme qu'aucune composante matérielle ne sera nécessaire pour intégrer le protocole IPV6 mentionné dans le document du GRAME. »¹¹²

Bien qu'il soit possible de mettre à jour à distance la composante logicielle, le risque ne se situe pas tant au niveau de la mise à jour des logiciels que dans la capacité du compteur à gérer plus d'informations, grâce à une mémoire additionnelle.

Le déploiement de 3,8 millions de compteurs d'une version, dont la quantité de mémoire pourrait s'avérer insuffisante pour assurer l'évolutivité du réseau et l'ajout de fonctionnalités pour le bénéfice des clients, constitue un risque technologique important, considérant la durée de vie de ces compteurs.

Le Distributeur n'a pas fait la preuve qu'il s'était assuré de garantir l'accès à la technologie la plus à jour disponible lors du déploiement des compteurs.

L'expert Finamore énonçait dans son témoignage un risque technologique lié à l'installation d'une version moins récente des compteurs de Landis+Gyr ainsi que d'une version moins récente de la série *Gridstream* de Landis+Gyr, risque lié aux possibilités d'évolution du projet LAD :

Q. [226] And you mentioned that Hydro-Quebec should install the latest Gridstream network and metering technology. So what do you mean by that exactly?

A. Well, in the past year since this... the contract was signed and the project was announced, Gridstream has come out with new versions of its collectors, it's a series 5 collector and also a more advanced Focus meter that has more memory and it is IP addressable.

It seems to me that you would not want to go into a project of this size and expect the system to operate for fifteen (15) to twenty (20) years without putting in the very latest technology that is being provided by the vendor that's coming out.

A. There is always that issue of five, ten (10) years down the road, that a vendor, an AMI vendor may not support an older technology. And there is evidence that says that the AMI industry is moving more towards IP addressability down to the meter level.

¹¹¹HQD-7, doc. 5, p. 3, Réponse à l'engagement no. 32.

¹¹²B-114

So the Series 5 Collector will provide additional bandwidth and support IP addressability down to the meter level and the meter itself that Landis+Gyr has announced has additional memory and has IPv6 capability, and it seems to me that is the prudent way to go when installing a meter that is going to be in place in the field for twenty (20) years or so.

Q. [227] Do you know what other advantages does the newer version of the meter have?

A. Well one consideration I think that should be noted is that, we have made some discussion about Zigbee in the meter and the appropriateness of having the Zigbee in the meter itself. But assuming that is the case and that you want to be able to download upgrades to the software and move to a Smart Energy Profile (SEP) 2.0 protocol, additional memory is going to be required in that meter in order to download that.

And so, the new meter coming out will have, according to Landis+Gyr, will have more memory and will help to guarantee that when 2.0 does come out there will be sufficient memory to download that.

Now we don't know exactly what the memory requirement will be because the industry has not issued Smart Energy Profile 2.0 yet, but we do know it will take more memory and that, in order to remotely download that at the right time, it takes sufficient memory to accommodate the existing protocol 1.0, plus the 2.0 protocol.

*So I think the prudent thing to do is to install the meter that has the most memory, because that is something you are going to live with for the foreseeable future.*¹¹³

Le GRAME rappelle à la Régie que dans le cadre de son mandat, monsieur Finamore devait analyser les choix technologiques du projet LAD et déterminer si ce choix offrira « *la possibilité que les équipements du Projet — c'est-à-dire les compteurs de nouvelle génération, les TI et l'IMA — puissent évoluer vers de nouveaux services aux clients et de nouvelles mesures de gestion du réseau* »¹¹⁴, permettra de faciliter la mise en place de réseaux intelligents et d'intégrer adéquatement les sources de données.

Monsieur Finamore devait également, en lien avec son analyse économique et financière du projet LAD, déterminer si ce choix est avantageux et optimal pour la clientèle d'un point de vue financier considérant « *la possibilité que les équipements du Projet — c'est-à-dire les compteurs de nouvelle génération, les TI et l'IMA — puissent évoluer vers de nouveaux services aux clients et de nouvelles mesures de gestion du réseau* »¹¹⁵.

Le GRAME recommande à la Régie de tenir compte de ces considérations fondamentales émises par son expert en réseaux intelligents monsieur Finamore, en demandant au Distributeur de requérir de ses fournisseurs une modification à ses ententes contractuelles afin d'obtenir les versions les plus récentes possibles des compteurs (C-GRAME-0067 : *Landis+Gyr integrates next generation technology into smart meters*) et de la version Gridstream des collecteurs offerts par Landis+Gyr (C-GRAME-0064 : *Landis+Gyr Announces Next generation Gridstream solution*).

¹¹³ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 175 à 177, m. Finamore

¹¹⁴ D-2011-124, par. 37

¹¹⁵ D-2011-124, par. 37

2.3. Fonction «rebranchement/débranchement »

Mise à part la lecture à distance, la seule fonction identifiée dans le périmètre initial de la phase 1 du Projet LAD est la fonction « rebranchement/débranchement ».

Cette fonctionnalité peut donc fournir de l'information ciblée sur la performance du choix technologique.

Dans son rapport, M. Finamore s'est penché sur la fonction «débranchement rebranchement» à distance, afin de s'assurer que le choix technologique est fonctionnel au niveau de la combinaison du *Gridstream* de Landis+Gyr, EnergyICT pour le MDMS et le système de facturation SAP¹¹⁶ du Distributeur.

Lors de la présentation initiale de la preuve du Distributeur, la fonction « rebranchement/débranchement » avait été testée dans un environnement contrôlé, mais dans aucun des 3 projets pilotes ni chez des employés du Distributeur.¹¹⁷

Les tests des projets pilotes sont les seuls moyens de s'assurer que cette fonction est opérationnelle de bout en bout.

Monsieur Charbonneau, témoin du Distributeur, a énoncé le 21 mars 2012, en réponse à une question de Me Turmel pour la FCEI, que la fonction branchement/débranchement devait encore être intégrée à SAP:

« On a les éléments de preuve sur les éléments. Cet élément-là on a prouvé techniquement, parce que quand je vous dis techniquement, c'est qu'on a prouvé que du frontal à l'acquisition on est capable d'envoyer une commande de « connect/disconnect » et d'avoir un retour.

*Là il reste à les intégrer dans la, dans le processus avec notre, notre, j'appelle ça notre système maître qui est SAP pour que le processus se complète et qu'on détermine exactement à quel endroit on veut l'intégrer. »*¹¹⁸

Lors de la présentation de la contre-preuve, à la fin mai 2012, le Distributeur a énoncé avoir testé la fonction chez des clients employés¹¹⁹. Le Distributeur apporte quelques précisions en réponse à l'engagement 73¹²⁰, énonçant qu'aucune action spécifique ne leur avait été demandée.

¹¹⁶C-GRAME-0045, Rapport de l'expert m.Finamore, page 43

¹¹⁷ Notes sténographiques du 21 mars 2012, p. 236-237

¹¹⁸ Notes sténographiques du 21 mars 2012, p. 80

¹¹⁹ Notes sténographiques du 22 mai 2012, p. 176

¹²⁰ HQD-7, doc. 12, p. 5, Réponse à l'engagement 73

Le GRAME tient à souligner que le Distributeur a affirmé avoir procédé au test de la fonction branchement/débranchement chez des clients employés¹²¹ seulement suite au témoignage de m. Finamore qui énonçait :

*“There is evidence from the record that Hydro-Quebec has not fully completed its testing of the SAP to MDM interfaces, and a key projet feature, the remote disconnect-reconnect function, has not been tested in the field.”*¹²²

Par contre, cette fonction n’a toujours pas été lancée par le système de facturation SAP, les tests chez les employés n’ayant pas été réalisés via SAP mais uniquement via le frontal d’acquisition, soit le MDMS¹²³.

Ainsi, le système de facturation SAP ne permettrait pas encore de reconnaître le compteur par l’intermédiaire du système de Landis-Gyr ni d’enregistrer les branchements ou débranchements de clients. Cette fonction serait opérable à l’automne 2012 avec l’intégration du « Enhancement Package 5 », selon le témoignage de monsieur Charbonneau.¹²⁴

Il est donc inexact de prétendre que la fonction « rebranchement/débranchement » est opérationnelle de bout en bout.

Le GRAME rappelle à la Régie que selon le Distributeur les pilotes ont débuté il y a 24 mois et que cette fonctionnalité du périmètre initial n’est toujours pas fonctionnelle via le système de facturation SAP.

Les pilotes n’ont pas encore su démontrer que la solution retenue est, entre autres choses, compatible avec le système de facturation SAP.

Les pilotes auraient donc intérêt à être prolongés afin de s’assurer que le système de facturation SAP du Distributeur enregistre les informations de cette fonction, et ce tel que recommandé par monsieur Finamore :

*“Utilities should adopt robust testing regimes that provide end-to-end testing of all AMI system features through all AMI to MDM to SAP interfaces that we have with Hydro-Quebec.”*¹²⁵

¹²¹ Notes sténographiques du 22 mai 2012, p. 49 : « *La dernière fois, on n’avait pas le fait de branchement-débranchement chez des clients du projet pilote. Ça a été fait depuis, c’est une nouvelle donnée, celle-là je peux la confirmer.* ».

¹²² Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 170

¹²³ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 79

¹²⁴ Notes sténographiques du 25 mai 2012, p. 79, lignes 15 à 21, m. Charbonneau

¹²⁵ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 170

III. REMPLACEMENT DES COMPTEURS EN 2012-2013

Dans le cadre de son mandat, monsieur Finamore devait finalement évaluer si, selon l'avancement des travaux préparatoires et des résultats des projets pilotes, le moment est opportun pour débiter le projet LAD.

Dans son témoignage, monsieur Finamore a fait état de nombreux constats et de questions qui quant à lui sont restées en suspens, lesquelles sont résumées aux pages 192 à 196 des notes sténographiques du 30 mars 2012.

Quant à la question à savoir si selon lui la Régie devrait approuver immédiatement la phase 1 du Projet LAD, la réponse de monsieur Finamore est la suivante :

A. Well, if you're talking about right now, I would say I would like to see the results of the pilot programs. I think I've raised enough open issues that I would not feel comfortable and confident if the Energy Board at this time approved this without a little additional time to validate the results of the pilots, put out a pilot report and to update the costs of this project based on these pilot results.

*After all, that's why you do pilots and that's why a significant amount of money has already been spent in the form of preparatory costs to be able to study this in getting ready to deploy phase I. And once the Board approves phase I, it's very difficult to turn back at that point and problems that could come up could cause additional costs. And I just think that the confidence level should be high enough that when the Board approves this, it's going to go through and there will be a, you now, a minimum of difficulties caused by issues that could have been resolved during a pilot period.*¹²⁶

Basé sur l'opinion de son expert, le GRAME recommande à la Régie de ne pas autoriser pour le moment le déploiement de la phase 1 du projet LAD et d'attendre les résultats de la prolongation des projets pilotes, si la Régie les ordonnait, avant d'approuver le projet LAD.

3.1 Mise à jour des coûts

En ce qui concerne la mise à jour du budget prévu pour le projet LAD, monsieur Finamore énonçait dans son témoignage que le Distributeur devrait mettre à jour son budget suite aux projets pilotes :

« And the budget estimate that was prepared for this project going back to the filing in June of twenty eleven (2011) was pretty much completed before the pilots were initiated and completed, so the pilot results are not reflected into the budget costs that were completed at that time. And in my view it warrants a revisiting of the project budget with the completion of the pilots so that you can update the information based on the pilot results. »¹²⁷.

¹²⁶ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 199-200

¹²⁷ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 194-195

Le GRAME demandait à monsieur Lafeytaud, représentant de la firme Accenture, s'il était de bonne pratique de réviser le coût total du projet et de recalculer les économies potentielles sur la base des résultats des projets pilotes, ce à quoi il répondait :

*« R. Si vous me posez la question d'un point de vue général, il est évident qu'il est une bonne pratique de réviser le cas d'affaires au fur et à mesure de l'avancement du projet, en l'occurrence, nous n'avons pas été impliqué sur le cas d'affaires et je n'ai pas donc la possibilité de porter un jugement là-dessus ni même d'émettre des recommandations précisément en ce qui le concerne. »*¹²⁸

Me Hébert en profitait pour ajouter:

*« Et j'ajouterais, Maître, que le Distributeur s'est déjà offert à faire une reddition de comptes à la Régie au moment où la Régie le jugera nécessaire et suivant l'échéancier qu'elle voudra bien dicter au Distributeur. »*¹²⁹

Dans son argumentation, le Distributeur énonce qu'advenant un dépassement des coûts « au-delà des taux de contingence prévus », la récupération de ces coûts pourrait se faire par le biais des tarifs de distribution d'électricité, conformément au cadre réglementaire qui lui est applicable.¹³⁰

Considérant l'ouverture du Distributeur à offrir une reddition de comptes au moment jugé opportun par la Régie, le GRAME recommande à la Régie de suivre le conseil de monsieur de Finamore, soit de mettre à jour le budget demandé pour le Projet LAD et ce suite aux résultats des projets pilotes prolongés et avant l'approbation du projet LAD par la Régie.

¹²⁸ Notes sténographiques du 26 mars 2012, p. 131

¹²⁹ Notes sténographiques du 26 mars 2012, p. 131

¹³⁰ B-0163, Argumentation écrite du Distributeur, p. 26, par. 96

IV. L'OPTION DE RETRAIT

En réponse à une demande de la Régie formulée en conférence préparatoire par monsieur le Régisseur Lassonde, le Distributeur a déposé le 14 mars 2012, la pièce HQD-1, doc. 6, proposant une option de retrait.

Le Distributeur a également déposé une demande de modification au Texte des Conditions de service d'électricité (CDSÉ) pour y inclure les changements découlant d'une telle option de retrait, au dossier R-3788-2012¹³¹.

Selon l'expert du GRAME, l'option de retrait proposée par le Distributeur pourrait avoir des impacts sur les résultats de performance et notamment sur les coûts du Projet LAD.

M. Finamore, expert en réseaux intelligents, mentionnait dans son témoignage que si l'option de retrait venait à être exercée par un certain nombre de personnes, des impacts sur l'efficacité du projet LAD pourraient être constatés, de même qu'une augmentation des coûts :

"It's clear to me that opting out will cause some degradation in the system if it gets beyond a certain amount or a certain reasonable amount. And it's particularly more difficult to add in the suburban and rural areas where mesh technologies and things of this sort rely on meters to communicate among one another.

*So I'm concerned that in the long term, if opting out becomes a substantial issue, that it's going to cost utilities money they're going to have to spend more dollars in the forms of network equipment and so forth to compensate for meters for customers who are opting out."*¹³²

Bien qu'un projet pilote visant l'application de l'option de retrait ne soit pas réalisable tant que le Texte des tarifs et conditions encadrant cette option n'aura pas été adopté, du moins au niveau des frais qui ne pourraient être chargés aux clients, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait tester, dans le prolongement des pilotes, des solutions alternatives qui permettraient par exemple une offre de déplacement des compteurs, au frais du client, tel que le recommande le GRAME au dossier R-3788-2012¹³³.

Certaines villes ou municipalités ont déposé sur le site de la Régie copie de procès-verbaux ou résolutions appuyant un moratoire pour le Projet LAD (Ville de Saint-Colomban D-0047, Ville de Sutton D-0057, Corporation municipale de la Paroisse de Saint-Liguori D-0055, Conseil municipal de la municipalité de Lac-des-Aigles D-0056). Bien que la question à savoir si ce sont les individus ou les municipalités qui auront le droit d'exercer l'option de retrait soit traitée¹³⁴ dans un autre dossier (R-3788-2012), on

¹³¹ HQD-1, doc. 6, p. 5

¹³² Notes sténographiques du 30 mars 2012, volume 11, p. 198-199

¹³³ R-3788-2012, Notes sténographiques du 15 juin 2012, p. 96-98, Présentation du GRAME, Mme Moreau : « *Le GRAME propose, en tout cas recommande que cette offre soit faite systématiquement à tous les clients lorsqu'ils demandent l'option de retrait, évidemment dans les trente (30) jours de l'avis.* »

¹³⁴ Notes sténographiques du 20 mars 2012, p. 154-155, Me Lassonde

peut raisonnablement penser que plusieurs citoyens de ces municipalités seront portés à l'exercer, dépendamment du coût final de l'exercice de l'option de retrait qui sera approuvé par la Régie.

Le coût de l'option de retrait pourrait avoir un impact sur le nombre de personnes qui exerceront cette option.

Ainsi, le GRAME est d'avis que l'impact de l'option de retrait sur le projet LAD devrait être analysé par le Distributeur suite à la décision qui sera rendue au dossier R-3788-2012 portant sur les conditions et les coûts qui seront autorisés par la Régie.

Dans sa présentation pour UC, monsieur Paquin recommandait également à la Régie de surseoir à la décision au présent dossier tant que la décision du dossier R-3788-2012 ne sera pas rendue¹³⁵.

Le Distributeur serait ainsi en mesure de présenter une révision des coûts et de l'impact sur l'efficacité du projet LAD qui tiennent compte de l'exercice de l'option de retrait par un pourcentage estimé de manière réaliste de clients.

V- TRAVAUX PRÉPARATOIRES ET LEUR CARACTÈRE PRUDEMMENT ACQUIS ET UTILE

Au dossier R-3723-2010, l'une des conclusions de la Régie dans la décision D-2010-078 s'énonce ainsi :

« **DÉFÈRE** à la formation de la Régie qui étudiera la demande d'autorisation d'un projet d'investissement au sens de l'article 73 de la Loi toute décision quant à la disposition des sommes versées au compte de frais reportés et à leur caractère prudemment acquis et utile ; »¹³⁶

La Régie n'a donc pas encore jugé du caractère prudemment acquis de ces coûts, le compte de frais reportés autorisé par la décision D-2010-078 étant qualifié de « récipiendaire de coûts temporaire » :

« [34] Compte tenu de la nature et du contexte du projet, de l'importance des sommes en cause et du fait que lesdites sommes n'ont fait l'objet d'aucune inclusion dans le revenu requis du dossier tarifaire 2010 (R-3708-2009), la Régie autorise la création, uniquement en tant que récipiendaire de coûts temporaire, d'un compte de frais reportés hors base afin d'y comptabiliser tous les coûts liés aux travaux préparatoires du projet LAD.

¹³⁵ Notes sténographiques du 5 avril 2012, p. 61-62

¹³⁶ R-3723-2010, D-2010-078, p. 11

[35] La Régie souligne que l'acceptation de la présente demande du Distributeur ne constitue pas une autorisation des travaux préparatoires du projet LAD, laquelle devra être obtenue en vertu de l'article 73 de la Loi. »¹³⁷

Les sommes versées dans ce compte devaient faire l'objet d'un examen par la Régie au plus tard au présent dossier, selon la décision D-2010-078 :

« [36] Toutes les sommes versées dans le compte de frais reportés seront sujettes à un examen par la Régie quant à leur caractère nécessaire et prudent dans le cadre d'une demande d'autorisation d'un projet d'investissement au sens de l'article 73 de la Loi ou, au plus tard, à l'occasion du dépôt de la demande d'autorisation visant le projet LAD prévu en 2012. »¹³⁸ ;

Le GRAME note que dans sa demande d'autorisation du projet LAD, le Distributeur inclut au paragraphe 19a) les travaux préparatoires d'une durée de 24 mois présentés dans le dossier R-3723-2010¹³⁹.

Au paragraphe 19b) de sa demande, le Distributeur inclut la finalisation de la mise en place des TI d'une IMA et notamment le développement de la fonction d'interruption et de remise en service à distance¹⁴⁰.

Enfin, au paragraphe 19c), le Distributeur inclut les travaux de déploiement des compteurs pour la phase 1 du projet¹⁴¹.

Ainsi, le Distributeur n'a pas présenté une demande d'approbation séparée pour les coûts liés aux travaux préparatoires.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur aurait dû présenter sa demande de manière à séparer les travaux préparatoires présentés dans le dossier R-3723-2010 de ses travaux additionnels visant la finalisation de la mise en place d'une IMA, ces travaux additionnels comprenant le développement de la fonction débranchement/rebranchement.

Le GRAME en arrive tout de même à la conclusion selon laquelle les travaux préparatoires énumérés au par. 19 a) ne peuvent pour l'instant faire l'objet d'une approbation par la Régie de l'énergie.

À cet égard, le GRAME entérine la position de son expert à l'effet que les pilotes et l'ensemble des tests visant à réduire les risques technologiques n'ont pas été réalisés avec succès, notamment la preuve de connectivité avec les satellites sur le terrain, des compteurs Elster et l'implantation de la fonctionnalité branchement et débranchement à partir de SAP.

¹³⁷ R-3723-2010, D-2010-078, p. 10, par. 34 et 35

¹³⁸ R-3723-2012, D-2010-078, p. 10, par. 36

¹³⁹ B-0002, p. 3, par. 19 a)

¹⁴⁰ B-0002, p. 4, par. 19 b)

¹⁴¹ B-0002, p. 4, par. 19 c)

Pour ces raisons, le GRAME demande à la Régie de reporter sa décision de déclarer ces travaux préparatoires prudemment acquis suite à la réalisation de projets pilotes concluants.

VI. COMPTABILISATION DES COÛTS 2012 AU COMPTE DE FRAIS REPORTEES

Au paragraphe 22 de sa requête, le Distributeur demande de comptabiliser tous les coûts 2012 relatifs projet LAD dans le même compte de frais reportés que celui créé par la décision D-2010-078 :

« 22. Le Distributeur demande l'autorisation de comptabiliser les coûts 2012 relatifs à la Phase 1 au compte de frais reportés créé par la décision D-2010-078, et ce, conformément aux modalités approuvées par la Régie dans la décision D-2010-022. »¹⁴²

Le GRAME est d'avis que les coûts 2012 qui couvrent les travaux préparatoires du Projet Lecture à distance devraient être comptabilisés dans le compte de frais reportés créé par la décision D-2010-078.¹⁴³

Par ailleurs, considérant que le GRAME ne recommande pas à la Régie d'approuver le déploiement massif des compteurs immédiatement, il importe de préciser que les coûts portés à ce compte ne devraient pas être considérés comme prudemment acquis et utiles tant que les résultats des projets pilotes ne seront pas complétés de manière satisfaisante.

Les coûts éventuels afférents au prolongement des projets pilotes devraient aussi être comptabilisés dans le même compte de frais reportés, si la Régie recommandait au Distributeur de poursuivre ses projets pilotes selon les recommandations de l'expert du GRAME.

¹⁴² B-0002, p. 4, par. 22

¹⁴³ Contrairement à ce que le GRAME énonçait dans sa demande d'intervention où il proposait un compte de frais reportés distinct.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

En plus des recommandations ayant été formulées à la suite de chaque enjeu spécifique traité dans la présente argumentation, le GRAME entérine les cinq (5) recommandations finales de son expert qui sont les suivantes :

« The first recommendation is that the two year pilot period should be extend by six to twelve (12) months to expand the network deployment, refine the meter exchange protocols for inside meters and fully test the high volume automated replacement system that will be required to manage eighty thousand (80,000) meter change outs per month.

The second recommendation is Hydro-Quebec and Landis+Gyr should complete site propagation studies for Phases II and III to refine the network design and the number of routers and collectors that will be required to achieve ninety-nine point four per cent (99.4%) read performance in all areas, which is urban, suburban and rural in Quebec.

Thirdly, Hydro-Quebec should use the additional time associated with the extended pilot programs to develop a more precise total project cost estimate that is based on the refined network design and the update meter installation cost estimates that were originally provided based on benchmark studies that had been done.

Item 4, Hydro-Quebec should implement the client benefits supported by the AMI system, and include the benefits identified by Accenture that are provided as Figure 4 of Hydro-Quebec's authorization request during phase I of the full project deployment, and that these client benefits should be substantially in place before this Board approves the proceeding with phase II.

Lastly, Hydro-Quebec should proceed with AMI implementation by installing the latest Gridstream network and meter upgrades, and only after is has fully tested the AMI and MDM systems and interfaces. Those are my five recommendations.»¹⁴⁴

Le GRAME souhaite souligner qu'il n'a pas évalué les autres fonctionnalités d'un réseau intelligent qui auraient pu être implantées, telles que présentées par le Distributeur à sa Figure 4 intitulée « Principales fonctionnalités utilisées en sus de la relève à distance »¹⁴⁵, cette analyse ayant été exclue de la présente demande par la décision D-2011-124¹⁴⁶.

Néanmoins, le GRAME note que la demande du Distributeur ne prévoit aucun bénéfice direct pour sa clientèle lors de la Phase 1 du Projet qui s'étale sur cinq (5) ans.

En conséquence, le GRAME recommande à la Régie de garder à l'esprit la recommandation no. 4 de son expert avant d'autoriser le déploiement massif du Projet LAD sans condition.

En effet, la justification des investissements en lien avec le projet LAD devrait tenir compte plus rapidement des avantages d'un réseau IMA pour sa clientèle, et ce afin de

¹⁴⁴ Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 172 et 173

¹⁴⁵ HQD-1, doc. 1, p. 18

¹⁴⁶ D-2011-145, p. 8, par. 14

favoriser son acceptation sociale auprès de celle-ci, ainsi que des bénéfices pour l'environnement en lien avec les mesures d'efficacité énergétique émergeant des réseaux intelligents déjà en place en Amérique du Nord ou ailleurs dans le monde.

Basé sur l'opinion de son expert, le GRAME recommande à la Régie de ne pas autoriser pour le moment le déploiement de la phase 1 du projet LAD et d'attendre les résultats de la prolongation des projets pilotes, si la Régie les ordonnait, avant d'approuver le projet LAD.

Le GRAME conclut, à l'instar de son expert, que les pilotes ne sont pas assez robustes et n'encadrent pas suffisamment les incertitudes et les risques technologiques et que le fait que la combinaison technologique retenue n'ait pas encore été mise en place sur le marché doit être considéré par la Régie qui devrait demander de renforcer les tests lors des pilotes.

Si la Régie n'autorisait pas le projet LAD, elle devrait recommander au Distributeur de prolonger ses projets pilotes de 6 à 12 mois en tenant en compte des raisons pour lesquelles le GRAME et son expert en réseaux intelligents considèrent qu'ils devraient être prolongés.

Le GRAME résume ainsi les raisons pour lesquelles les projets pilotes devaient être prolongés :

- afin de s'assurer que la communication par satellite assurera un fonctionnement du réseau dans les endroits où la couverture cellulaire ne sera pas disponible (section 1.2 Service par satellite)

- afin de valider les coûts prévus pour l'installation des compteurs intérieurs dans le projet pilote de Villeray (section 1.3.1 Installation des compteurs)

- afin de permettre l'intégration de la nouvelle version de SAP avant le déploiement massif, et ce afin de s'assurer que le système de facturation SAP supporte un haut volume de changements de compteurs par jour (5 000) et par mois (80 000) (section 1.3.2 Haut volume de changement de compteurs via SAP).

- afin de tester les compteurs d'Elster qui seront utilisés pour un compteur sur cinq (1/5) du total des compteurs de nouvelle génération (section 1.3.3 Compteurs d'Elster).

- afin renforcer les tests pour s'assurer que chacune des parties du choix technologique retenu communique adéquatement entre elles (section 2.1 Le choix de la solution retenue).

- afin de tester les dernières versions des compteurs (C-GRAME-0067 : *Landis+Gyr integrates next generation technology into smart meters*) et de la Serie V du Gridstream pour les collecteurs offerts par Landis+Gyr (C-GRAME-0064 : *Landis+Gyr Announces Next generation Gridstream solution*) (section 2.2 Installation des anciennes versions).

-afin de s'assurer que le système de facturation SAP du Distributeur enregistre les informations de la fonction branchement/débranchement (section 2.3 Branchement/débranchement).

-afin d'évaluer les impacts de l'option de retrait à anticiper suite à la décision qui sera rendue au dossier R-3788-2012 portant sur l'approbation et les coûts de l'option de retrait pour la clientèle (section 4 Option de retrait).

Par conséquent, sur la base du manque de robustesse des projets pilotes, le GRAME demande à la Régie de reporter sa décision de déclarer les travaux préparatoires prudemment acquis suite à la réalisation de projets pilotes concluants (section 5-Sommes liées aux travaux préparatoires).

Si la Régie approuvait le projet, en demandant la prolongation des pilotes ou non, le GRAME recommande à la Régie de suivre le conseil de son expert en réseaux intelligents, soit de mettre à jour le budget demandé et ce, avant l'approbation du projet LAD par la Régie (section 3.1 Mise à jour des coûts) :

-afin de mettre à jour les coûts pour les collecteurs ne faisant pas l'objet d'une entente contractuelle advenant un dépassement des besoins de ceux-ci selon la topologie du réseau (section 1.1 Topologie du réseau);

-afin d'inclure dans le cas d'affaires du Projet LAD les coûts estimés liés au service de transmission de données par satellite (section 1.2 Service par satellite);

-afin de valider les coûts prévus pour l'installation des compteurs intérieurs (section 1.3.1 Installation des compteurs)

-afin de valider les coûts des dernières versions des compteurs¹⁴⁷ et de la Serie V du *Gristream* pour les collecteurs pouvant être offertes par Landis+Gyr¹⁴⁸, si la Régie optait pour ces versions (section 2.2 Installation des anciennes versions).

-afin de présenter une révision des coûts et de l'impact sur l'efficacité du projet LAD qui tienne compte de l'exercice de l'option de retrait par un pourcentage estimé de manière réaliste de clients, suite à la décision qui sera rendue au dossier R-3788-2012 (section 4 Option de retrait).

De plus, si la Régie autorisait le projet d'investissement LAD, le GRAME lui recommande d'exiger du Distributeur qu'il prolonge de 6 à 12 mois ses projets pilotes et que cette autorisation soit conditionnelle à :

-Des garanties concernant le temps de latence pour la fonction branchement/débranchement et la bande passante utile qui sera requise suite à l'implantation de nouvelles fonctionnalités (section 1.4 Temps de latence et bande passante).

¹⁴⁷ C-GRAME-0067 : *Landis+Gyr integrates next generation technology into smart meters*

¹⁴⁸ C-GRAME-0064 : *Landis+Gyr Announces Next generation Gridstream solution*

-Une garantie par Landis+Gyr que les dernières versions des compteurs¹⁴⁹ et de la Serie V du *Gridstream* pour les collecteurs¹⁵⁰ pourront être offertes au Distributeur (section 2.2 Installation des anciennes versions).

Enfin, le GRAME soumet que les coûts 2012 qui couvrent les travaux préparatoires du Projet Lecture à distance devraient être comptabilisés dans le compte de frais reportés créé par la décision D-2010-078 et que les coûts éventuels afférents au prolongement des projets pilotes devraient aussi être comptabilisés dans le même compte de frais reportés, si la Régie recommandait au Distributeur de poursuivre ses projets pilotes selon les recommandations du GRAME et de son expert (Section 6-Comptabilisation des sommes au compte de frais reportés).

LE TOUT respectueusement soumis.

Le 29 juin 2012.

(s) Geneviève Paquet

Geneviève Paquet, avocate
Procureure du GRAME

¹⁴⁹ C-GRAME-0067 : *Landis+Gyr integrates next generation technology into smart meters*

¹⁵⁰ C-GRAME-0064 : *Landis+Gyr Announces Next generation Gridstream solution*