

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
District de Montréal
No. : R-3863-2013

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Hydro-Québec Distribution

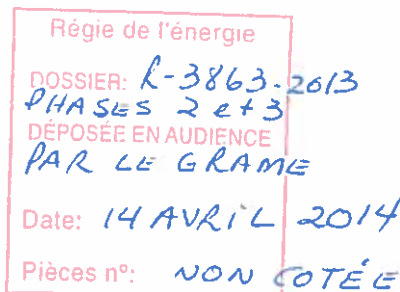
(ci-après nommée «le Distributeur»)

Demanderesse

et

Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAME)

Intervenant



ARGUMENTATION DU GRAME

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE :

Introduction

1. Depuis près d'une décennie, le GRAME appuie le Distributeur dans ses démarches publiques d'évoluer vers une technologie permettant des fonctionnalités telles la gestions de la consommation par les clients via des compteurs dits intelligents.
2. La section I du rapport du GRAME qui s'intitule «Mise en contexte des objectifs à terme des compteurs avancés» traite en effet de son implication dans les dossiers portant sur la Vigie des compteurs avancés (R-3579-2005 ; R-3610-2006), le projet pilote de Tarification différenciée dans le temps (TDT) (R-3644-2007), le projet pilote Heure-juste (R-3677-2008 ; R-3740-2010) et la Phase 1 du projet LAD (R-3770-2011).
3. Dans son rapport ainsi que lors du témoignage de Mme Moreau, le GRAME a fait référence à un nombre important de décisions qui sont déposées en liasse de la présente argumentation :

Onglet 1: R-3579-2005, D-2006-34 ;
Onglet 2: R-3610-2006, D-2007-12 ;
Onglet 3: R-3644-2007, D-2008-24 ;
Onglet 4: R-3677-2008, D-2009-016 ;
Onglet 5: R-3748-2010, D-2011-162 ;
Onglet 6: R-3864-2013, D-2014-017 ;
Onglet 7: R-3854-2013, D-2014-037.

4. Le suivi de ces décisions devrait selon nous être pris en considération dans le cadre de la décision à rendre au présent dossier portant sur l'approbation finale des investissements pour les phases 2 et 3 du projet LAD.

5. Au présent dossier, la Régie a reconnu à monsieur Edmund P. Finamore, témoin du GRAME, le statut d'expert en réseaux intelligents, ce statut lui ayant été reconnu lors de la demande d'approbation de la phase 1 du projet LAD, au dossier R-3770-2011. M. Finamore, ingénieur, détenteur d'un M.B.A. et président/ fondateur de *Valutech Solutions Inc.*, une firme de gestion et conseil spécialisée dans le développement d'infrastructures de mesurage avancé¹, est également l'auteur de plusieurs articles ayant été publiés aux États-Unis et au Canada portant sur l'automatisation et les réseaux intelligents de distributeurs de services publics.²

6. M. Finamore a fourni des témoignages oraux et écrits pour de grands projets d'automatisation de distributeurs de services d'électricité et a travaillé dans la recherche de solutions technologiques avec certains des plus grands distributeurs de services automatisés en Amérique du Nord.³

7. Pour ces raisons, le GRAME recommande à la Régie d'accorder une grande crédibilité à son témoignage d'expert indépendant en réseaux intelligents ainsi qu'à celui de madame Nicole Moreau, ces deux témoins ayant suivi avec intérêt les développements liés à cette technologie dans le réseau du Distributeur.

1. Suivi phase 1

1.1 Fonctionnalités

1.1.1 Emménagements / déménagements facilités

8. Tel que soulevé dans le rapport du GRAME⁴, lors de la présentation du Projet LAD dans le cadre de la Phase 1, la contribution du Projet LAD aux Emménagements/ Déménagements facilités incluait les fonctionnalités IMA: «Lecture à distance et branchement et débranchement».

9. Lors de la présentation lors de l'audience du 9 avril 2014, le Distributeur indique que la fonctionnalité «Emménagements / Déménagements facilités» est réalisée avec «Plus de 170 k lectures réalisées»⁵.

10. Bien que le tableau présentant le statut d'avancement des fonctionnalités⁶ indique que cette fonctionnalité est réalisée, il semble que le Distributeur n'offre pas le service

¹ C-GRAME-0027, Resume

² C-GRAME-0028, List of Industry publications

³ C-GRAME-0029, Background and selected project summaries

⁴ C-GRAME-0024, p. 18

⁵ B-0062, HQD-4, doc. 1, p. 13, Statut du projet : Fonctionnalités

⁶ B-0013, HQD-1, doc. 3, p. 17, Tableau 6

d'interruption à distance puisqu'il évalue toujours cette opportunité, selon le suivi trimestriel déposé au 31 décembre 2013⁷ et tel que confirmé en audience par m. Abiad.⁸

1.1.2 Branchement/débranchement à distance

11. Lors de la séance de travail du 14 février 2014, le GRAME a demandé à titre d'engagement de fournir le nombre de branchements/débranchements réalisés à ce jour:

«Engagement n° 2 : Fournir le nombre de branchements / débranchements (« connect / disconnect ») réalisés jusqu'à présent. (Demandé par GRAME)

Réponse à l'engagement no 2 : La fonctionnalité branchement / débranchement a été testée de bout en bout pour les locaux vacants dans 142 cas. Le Distributeur a ainsi réalisé 83 interruptions à distance et 59 remises en service à distance. Le Distributeur considère donc cette fonctionnalité pleinement opérationnelle.

Dès la fin de la période hivernale pendant laquelle les interruptions sont suspendues, cette fonctionnalité sera utilisée dans le cadre du processus de recouvrement.»⁹

12. La réponse à cet engagement suggère que cette fonctionnalité est opérationnelle et que la raison pour laquelle elle n'est pas encore réalisée est l'interdiction de suspendre le service durant la période hivernale.

13. Toutefois, dans le suivi trimestriel au 31 décembre 2013, on constate que le Distributeur fait état d'une «solution informatique» qui devrait être livrée en avril 2014 afin d'automatiser entièrement la fonctionnalité:

«Les processus d'affaires liés à la fonction d'interruption et de remise en service sont présentement en cours de révision. La livraison de la solution informatique automatisant entièrement la fonctionnalité Interruption/Remise en service pour les locaux vacants, les demandes des clients et le recouvrement est prévue au plus tard en avril 2014 [...]»¹⁰

14. En audience, suite à plusieurs questions sur ce sujet, monsieur Renaud Graveline a confirmé que tous les processus pour acheminer la demande n'avaient pas encore été finalisés :

« Ce qui n'a pas été fait c'est aujourd'hui une demande, exemple, pour un local vacant, ça rentre chez madame Babin. Dorénavant, ça ne rentrera plus chez madame Babin, ça va rentrer ailleurs. Et quand on dit qu'il reste quelque chose à faire dans cette fonctionnalité-là, c'est cet aspect-là. Où la demande va rentrer? Quand la demande va rentrer ou quand une demande de raccordement suite à un

⁷ HQD-1, doc. 3, p. 18: «En 2014, le Distributeur évaluera l'opportunité d'offrir un service d'interruption du service à distance entre 2 locations ou abonnements, à la demande du propriétaire.»

⁸ Notes sténographiques du 9 avril 2104, p. 107, R. 72, m. Abiad

⁹ HQD-3, doc. 2, p. 3, Réponse à l'engagement no. 2 de la séance de travail

¹⁰ HQD-1, doc. 3, p. 18

débranchement, quand la demande de raccordement va rentrer, si elle arrive, ça change tous les processus. Si elle arrivait à un endroit précis auparavant, est-ce qu'elle doit rentrer cette demande-là au même endroit.»¹¹

15. Cette affirmation de monsieur Graveline a d'ailleurs été confirmée par le Distributeur en réponse à l'engagement no. 3 qui indique que la solution informatique doit avoir lieu le 14 avril 2014, confirmant que cette solution informatique n'a pas encore été livrée ni testée avec le système SAP, ni pour les locaux vacants, ni pour les interruptions de service aux fins du recouvrement. Bien que depuis novembre 2013, la fonctionnalité de l'IMA permettant l'interruption des locaux vacants est opérationnelle, elle n'est pas intégrée au système SAP:

«Engagement n° 3 : Fournir la date de livraison de la solution informatique automatisant entièrement la fonctionnalité interruption-remise en service pour (1) les locaux vacants et (2) le recouvrement. (Demandé par le GRAME)

Réponse à l'engagement n° 3 : Durant l'automne 2013, la solution a été testée de bout en bout dans l'infrastructure de mesurage avancée (IMA) et est fonctionnelle. Au 14 avril 2014, une livraison aura lieu dans le but d'automatiser les processus, les tâches et les procédures dans le système SAP (environnement clientèle), mettant fin aux développements requis pour la mise en place complète de la solution.

Le Distributeur confirme donc que depuis novembre 2013, la solution fonctionnalité de l'IMA permettant l'interruption des locaux vacants est opérationnelle. [...]»¹²

16. Dans son témoignage et en réponse à une question de Mme la présidente, l'expert du GRAME a expliqué que l'intégration d'une fonctionnalité de débranchement/rebranchement dans le système du Distributeur, incluant SAP, le système de facturation des clients, est complexe :

«A disconnect is more than just shutting it off. A disconnect involves not only much you disconnect the meter but you must also get an acknowledgement back that the meter has, in fact, been disconnected or reconnected. So, for example, if the customer comes in and pays, you would issue a reconnect through the SAP software, it would go back and turn the power back on, but then it would have to acknowledge to you that the power is back on and it would have to provide a time stamp, for example, as to the time when that happened so that the utility has a record that all this took place.»¹³

17. La fonctionnalité «Branchement/Débranchement à distance» est importante pour permettre au Distributeur de réaliser les gains d'efficacité de 81 M\$ annuels prévus pour ce Projet. Le GRAME rappelle que lors de la présentation du Projet LAD dans le cadre

¹¹ Notes sténographiques du 9 avril 2014, p. 108-109, R. 75, m. Renaud Graveline

¹² HQD-4, doc. 3.1, p. 4, Réponse à l'engagement no. 3

¹³ Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 222, m. Finamore

de la Phase 1, cette fonctionnalité était prévue pour 2012¹⁴, le tableau 6 du Suivi trimestriel du 31 décembre 2013 confirmant également cette échéance retardée.¹⁵

18. La preuve démontre qu'aucun débranchement à distance pour recouvrement n'a été réalisé et que seulement 83 interruptions à distance et 59 remises en service à distance ont été effectués par le Distributeur pour des locaux vacants¹⁶ à partir de l'IMA et non à partir du système SAP, ce qui doit inciter la Régie à la prudence en s'assurant de l'opérationnalité de cette fonctionnalité devant générer des gains d'efficacité pour le Distributeur, et ce avant que les Phases 2 et 3 ne soient déployées.

1.2 Coûts d'installation des compteurs

1.2.1 Installation des compteurs résidentiels

19. Dans la présentation du 9 avril 2014 du Distributeur, on indique que 578 000 installations de compteurs intérieurs ont été réalisées en Phase 1.¹⁷

20. En réponse à l'engagement no. 4, sans préciser combien de compteurs intérieurs restent à installer au total afin de compléter le déploiement de la phase 1, le Distributeur indique le nombre estimé de compteurs intérieurs où la présence du client est requise, soit 169 000 compteurs, un nombre très significatif, soit près de la moitié des compteurs restants à installer en phase 1:

«Sur les 350 000 compteurs restant à installer en phase 1, le Distributeur estime à environ 169 000 le nombre de compteurs intérieurs pour lesquels la présence du client est requise.»¹⁸

21. De plus, en réponse à l'engagement no. 11 demandé par la Régie à savoir combien de compteurs avaient été installés par le sous-traitant Capgemini et combien par les employés du Distributeur, le Distributeur énonce que seulement 66% des compteurs résidentiels avaient été installés par les installateurs de Capgemini, au lieu des 90% prévus initialement.¹⁹

22. Dans son témoignage pour SÉ-AQLPA, le témoin Jacques Fontaine indiquait que les coûts d'installation par des employés du Distributeur sont certainement supérieurs à ceux des installateurs de Capgemini qui sont payés à l'unité, si on calcule le coût unitaire d'un compteur intérieur installé par un employé syndiqué du Distributeur, ce coût unitaire pouvant doubler si les employés du Distributeur oeuvrent en équipe de deux:

¹⁴ C-GRAME-0024, p. 18, Référence R-3770-2011, Présentation, B-0098, p. 15

¹⁵ B-0013, HQD-1, doc. 3, p. 17, Tableau 6

¹⁶ HQD-3, doc. 2, p. 3, Réponse à l'engagement no. 2 de la séance de travail

¹⁷ B-0062, HQD-4, doc.1, p. 12 :«Installations complétées de 578 k de compteurs (intérieurs) au 31 mars 2014»

¹⁸ HQD-4, doc. 3.1, p. 4, Réponse à l'engagement no. 4

¹⁹ HQD-4, doc. 3.2, p. 5 et 6, Réponse engagement 11: «Pour les raisons invoquées, les installateurs de Capgemini Québec ont installé 66 % des compteurs de type résidentiel et non 90 % tel que prévu.»

«Un calcul approximatif nous laisse croire que le coût unitaire du compteur intérieur installé par un employé syndiqué d'Hydro-Québec devient considérablement supérieur au cinq dollars offert aux installateurs de Capgemini. Pour un à trois installations à l'heure, ce serait plutôt de quinze (15 \$) à quarante-cinq dollars (45 \$) par compteur pour un installateur seul ou trente (30 \$) à quatre-vingt-dix dollars (90 \$) par compteur s'ils sont deux par équipe.»²⁰

23. Pour toutes ces raisons, le GRAME appuie et réfère la Régie à la recommandation no. 7 du rapport de l'expert Finamore qui énonce que la Régie devrait exiger un bilan plus détaillé des coûts liés à l'installation des compteurs intérieurs de la phase 1, notamment concernant les compteurs retournés par le sous-traitant Capgemini et les coûts liés à ces installations par le personnel du Distributeur.

1.2.2 Installation des compteurs commerciaux

24. En réponse à une demande de renseignements du GRAME, le Distributeur précisait que la nouvelle version du compteur commercial Elster était en cours d'approbation.²¹

25. Dans son rapport, l'expert en réseaux intelligents m. Finamore énonce ses préoccupations concernant les coûts d'installation des compteurs commerciaux pouvant découler des délais dûs à l'approbation par Mesures Canada des compteurs commerciaux polyphasés Elster:

«Since MC approval has not yet been received for the Elster polyphase meters, it is likely that the higher cost of purchase and installation of these meters has been delayed until Q1 and Q2, 2014. These costs will likely significantly exceed the \$150.08 average cost per meter projected for the remaining Phase I meter installations. This represents a likely potential cost exposure of several million dollars to account for the more expensive meters and additional installation labour.»²²

26. Lors des audiences, le témoin du Distributeur a confirmé que les compteurs commerciaux qui devaient être déployés en Phase 1 n'étaient pas encore installés et ne seraient pas installés lors de la Phase 1, d'où la réduction de coûts annoncée pour la Phase 1 :

«R. Plus tard pour les clients commerciaux. Autrement dit, ces soixante mille (60 000) clients commerciaux, je les ai remplacés par soixante mille (60 000) clients résidentiels dans la phase 1 parce que j'ai décidé, nous avons décidé que les commerciaux on va les faire plus tard parce que c'est plus efficace de faire le résidentiel comme on fait maintenant. Alors c'est pour ça que je vous ai montré,

²⁰ Notes sténographiques du 11 avril 2014, p. 65 et 66, R. 34, m. Jacques Fontaine

²¹HQD-2, doc. 4, p. 12, R. 2.2: «Le compteur de modèle Elster A3 est utilisé chez le Distributeur depuis plusieurs années. Bien que la nouvelle version de ce compteur soit en cours d'approbation à Mesures Canada, le Distributeur est confiant que l'autorisation soit obtenue. Le choix du Distributeur d'avoir 2 fournisseurs lui permet de réduire son risque.»

²²C-GRAME-0023, p. 15, section: 3.1.2 Potential Cost Impact of Meter Installation Issues

Madame la Présidente, treize point un millions (13,1 M) et non pas vingt (20) parce que on voulait qu'on soit clair que le treize point un (13,1) c'est du réel, c'est du net du coût additionnel qui s'en vient.»²³

27. Selon le témoignage du témoin du Distributeur, on a substitué 60 000 clients commerciaux par des clients résidentiels, indiquant par ailleurs que les coûts seront reportés en phase 2 et seraient présentés à la Régie de manière détaillée.²⁴

28. Tel qu'indiqué par l'expert du GRAME, le coût par unité de compteur et d'installation ne peut être le même que celui pour les clients résidentiels, et bien que le GRAME soit en faveur du choix du Distributeur d'attendre la version la plus récente de compteurs commerciaux, une partie des économies présumées de la Phase 1 représente un transfert de coûts de la Phase 1 vers les Phases 2 et 3.

29. Afin d'assurer un suivi adéquat, le GRAME recommande à la Régie d'exiger du Distributeur que le bilan de la Phase I inclut les coûts à venir des compteurs commerciaux dont l'installation était prévue en Phase 1, le témoin du Distributeur ayant affirmé que ces compteurs seraient installés à l'automne 2014.²⁵

30. De plus, le GRAME appuie et réfère la Régie à la recommandation 3 du rapport de l'expert en réseaux intelligents Finamore qui estime que les risques liés à l'approbation des **compteurs polyphasés** par Mesures Canada doivent être résolus avant l'autorisation de procéder au déploiement des Phases II et III puisque ces compteurs sont essentiels à la bonne performance du réseau intelligent. Selon lui, les problèmes de performance des compteurs pourraient augmenter de manière significative le temps de déploiement du projet ainsi que les coûts si une solution alternative doit être trouvée.

31. Dans la recommandation no. 5 de son rapport, l'expert Finamore énonce que le Distributeur devrait présenter une **analyse de sensibilité** plus approfondie et prudente comprenant les risques externes à la réalisation du Projet, tels les délais liés à l'approbation ou non par Mesures Canada des compteurs polyphasés et les impacts que ces facteurs pourraient avoir sur le calendrier du projet et les coûts.

32. Enfin, dans sa recommandation no. 7, l'expert Finamore énonce que la Régie devrait exiger un bilan plus détaillé des coûts liés à l'installation des compteurs commerciaux.

1.3 Plan achèvement Phase I

33. Lors des audiences, le Distributeur s'est engagé à déposer un bilan final de la Phase I à la Régie:

²³ Notes sténographiques du 9 avril 2014, p. 125, R. 103, m. Abiad Question de Mme Pelletier

²⁴ Notes sténographiques du 9 avril 2014, p. 126, R. 106, m. Abiad

²⁵ Notes sténographiques du 11 avril 2014, p. 141, R. 124, m. Parent: «Bien comme je vous disais c'est à l'automne qu'on prévoit terminer l'intégration des compteurs commerciaux d'Elster.»

«R. Bien, c'est parce qu'on a l'installation de présenter un bilan final de la phase I. Quand on aura atteint le un million six cent quatre-vingt-dix mille (1,690 M) au trente (30) juin ou quatre (4) juillet deux mille quatorze (2014), on déposera, dans les semaines qui vont suivre, le bilan final de la phase I pour le rendre-compte final.»²⁶

34. Dans la recommandation finale 2 de son rapport, l'expert Finamore énonce que le Distributeur devrait soumettre un plan détaillé d'achèvement de la phase I et un calendrier à la Régie montrant l'achèvement de toutes les activités liées à la phase I, précisant que les quantités de collecteurs, routeurs et compteurs, les frais d'installation, les dépenses et les bénéfices obtenus devraient être signalés à la Régie en fonction du plan d'achèvement.

35. L'expert énonce également dans sa recommandation no. 7 que le nombre d'installations de compteurs retournés par Capgemini soit inclus dans le cadre du plan d'achèvement de la Phase I, ainsi que les coûts liés à ces installations nécessitant le personnel du Distributeur.

36. En lien avec la section 1.2.2 portant sur les coûts d'installation des compteurs commerciaux, le GRAME recommande à la Régie que le plan d'achèvement de la Phase I inclut les coûts des compteurs commerciaux qui seront installés dans la zone I de déploiement, tel qu'initialement prévus en Phase I, considérant qu'initialement les coûts des compteurs commerciaux étaient inclus dans les coûts des investissements autorisés en Phase I, dont la Régie assure un suivi lors des dossiers tarifaires.²⁷

1.4 Suivis trimestriels

37. Dans sa décision D-2014-057 rendue dans le cadre du présent dossier, la Régie a statué qu'elle pourrait modifier les informations requises dans les rapports de suivis trimestriels:

«Dans l'éventualité où la Régie en arrive à la conclusion que les informations requises dans les rapports de suivi devraient être modifiées à la suite de l'étude du présent dossier, afin d'assurer un meilleur suivi du Projet, elle modifiera les informations requises, si elle le juge opportun, pour les rapports de suivi à venir.»²⁸

38. Le GRAME soumet que les suivis trimestriels qui avaient été requis par la Régie dans sa décision D-2012-127 sont essentiels afin d'assurer un suivi rigoureux par la Régie de ce Projet entraînant des investissements d'une ampleur considérable et se poursuivant jusqu'en 2018.

²⁶ Notes sténographiques du 9 avril 2014, p. 137, R. 132, m. Abiad

²⁷ Voir décision R-3854-2013, D-2014-037, par. 447 et 448, dans laquelle la Régie demande au Distributeur de déposer le suivi annuel du projet LAD

²⁸ D-2014-057, par. 65

39. Dans sa décision D-2014-037, la Régie a demandé au Distributeur de déposer le suivi annuel du projet LAD, et a maintenu le dépôt trimestriel du suivi de la phase 1 du projet LAD sur une base annuelle et cumulative, conformément à la décision D-2012-127.²⁹

40. Aussi, au présent dossier, le Distributeur énonçait à la Régie qu'advenant des coûts différents de ceux estimés, il en ferait part à la Régie dans le cadre des suivis trimestriels.³⁰

41. En réponse à une demande de la présidente, le témoin du Distributeur Me Hébert énonçait qu'il serait possible de distinguer les coûts spécifiques des différentes phases et de les présenter distinctement³¹, ce que le GRAME recommande.

42. Tel qu'indiqué par Mme la présidente, le GRAME considère que les suivis trimestriels doivent inclure l'état d'avancement des différentes fonctionnalités.³²

43. Aussi, tel que confirmé par un témoin du Distributeur en réponse à une demande de la procureure de la Régie, Me Hélène Barriault, les suivis trimestriels du Distributeur doivent aussi inclure les «gains associés au projet LAD» tels que présentés dans un tableau en réponse à une demande de renseignements de la Régie³³.

44. À cet égard, le GRAME appuie la recommandation no. 8 de l'expert Finamore énonçant qu'un calcul plus détaillé des gains d'efficacité devrait être inclus dans les rapports trimestriels de la Phase I et les futurs rapports trimestriels, le Distributeur devant surveiller les réductions de personnel dans toutes les catégories afin de vérifier que des postes ont été éliminés et des gains d'efficacité directs ont été réalisés et permettront d'atteindre les 81 millions de dollars d'économies annuelles réclamées pour justifier le projet LAD.

45. Enfin, en lien avec nos commentaires portant sur les coûts liés à l'installation des compteurs, le GRAME appuie et réfère la Régie à la recommandation no. 7 du rapport de l'expert Finamore, qui recommande que le nombre d'installations de compteurs retournés par Capgemini soit aussi inclus dans chaque rapport trimestriel, et ce afin de permettre un suivi des coûts liés à ces installations nécessitant le personnel du Distributeur.

2. Approbation des investissements liés aux phases 2 et 3

2.1 Réseaux autonomes

²⁹ R-3854-2013, D-2014-037, par. 447 et 448

³⁰ HQD-2, doc. 1, p. 7, R. 1.6 : «[...] Dans l'éventualité où les coûts s'avèreraient différents de ceux prévus, le Distributeur en fera part à la Régie au moment opportun dans le cadre de ses suivis trimestriels»

³¹ Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 123, Me François Hébert: «R. *On suivra les coûts spécifiques des phases 2 et 3 si la Régie le souhaite. Il n'y a aucun, aucun problème.*»

³² Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 122, Commentaire Mme Pelletier.

³³ HQD-2, doc. 1, p. 9, Tableau, R. 2.1

46. En réponse à une demande de renseignements de la Régie portant sur les gains d'efficience au niveau de la gestion de la consommation découlant du déploiement du projet LAD dans les réseaux autonomes, le Distributeur énonçait qu'il ne pouvait pour le moment en quantifier les impacts:

«3.2 Veuillez élaborer sur les gains d'efficience que le déploiement du projet LAD dans les réseaux autonomes apportera au Distributeur, notamment au niveau de la gestion de la consommation.

Réponse :

Concernant le processus Relever, seuls deux postes abolis étaient rattachés aux Îles-de-la-Madeleine. En ce qui a trait aux compteurs situés dans les réseaux autonomes ailleurs qu'aux Îles-de-la-Madeleine, ils sont lus par du personnel autre que des releveurs, qui œuvrent déjà dans ces territoires, et les gains d'efficience résultant de l'abolition de ces charges de travail ne sont pas intégrés aux gains prévus dans le projet LAD, car non importants.

Quant à la gestion de la consommation, le Distributeur n'est pas en mesure actuellement d'en quantifier les impacts. Le Distributeur soumet que cette fonctionnalité n'est pas incluse dans le périmètre du projet et ne fait pas l'objet d'une demande d'autorisation dans le présent dossier.»³⁴

47. Le distributeur a confirmé en réponse à l'engagement no. 7 le nombre de compteurs à installer en réseaux autonomes par réseaux, tel que demandé par madame la présidente³⁵, confirmant que chaque résidence dispose d'un compteur.³⁶

48. En réinterrogatoire, la procureure du Distributeur a demandé à monsieur Abiad pourquoi le Distributeur soutenait que les compteurs en réseaux autonomes devaient être changés et il a indiqué que la décision de changer l'ensemble des compteurs était un enjeu de pérennité du parc, sans préciser de raison particulière pour ceux des réseaux autonomes:

«On ne veut pas arriver à cette situation-là et c'est pour ça la décision du conseil d'administration de l'entreprise a été de changer l'ensemble... l'ensemble des compteurs. De par, donc, la pérennité du parc, pour assurer la précision de la consommation et par l'économie que ça génère. Donc c'est pour ça que la décision a été prise de remplacer l'ensemble du parc et l'ensemble du parc par ce type de compteur-là.»³⁷

49. Dans sa décision D-2014-057, la Régie retient comme pertinente l'analyse du déploiement des CNG en réseaux autonomes et des bénéfices potentiels qui peuvent en résulter dans le but notamment de s'assurer que le déploiement prévu en réseaux

³⁴HQD-2, doc. 1, p. 11-12, R. 3.2

³⁵ Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 117

³⁶ HQD-4, doc. 3.2, p. 3 et 4

³⁷ Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 125, m. Abiad

autonomes pourra supporter les besoins exprimés par la Régie à l'égard la gestion de la consommation dans le cadre de sa décision D-2014-037 du dossier tarifaire R-3854-2013:

«[58] La Régie note que la section 2 du rapport du GRAME cherche à démontrer les bénéfices potentiels de l'utilisation des CNG en réseaux autonomes, notamment comme outil de gestion de la demande.

Le GRAME cherche également à s'assurer que le Projet pourra supporter, lors du déploiement en phase 3 dans les réseaux autonomes, les besoins exprimés par la Régie, notamment à l'égard de la gestion de la consommation dans le cadre de sa décision D-2014-037 du dossier tarifaire R-3854-2013.

La Régie juge que l'analyse du déploiement, prévu en phase 3 par le Distributeur, des CNG en réseaux autonomes et des bénéfices potentiels qui peuvent en résulter, sont des sujets pertinents à son analyse du présent dossier. **Elle rejette la demande en radiation du Distributeur de cette section du rapport du GRAME.»**

50. Le GRAME a déposé sous la cote C-GRAME-0033 un extrait de la décision D-2014-037 rendue dans la cause tarifaire 2014 du Distributeur lors de laquelle la Régie exprime les besoins requis en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle et demande au Distributeur de déployer des mesures en lien avec le Projet LAD visant entre autres à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint en réseaux autonomes:

«[762] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.»³⁸

51. Le Distributeur prévoit le déploiement des compteurs en réseaux autonomes durant la période de juin à octobre 2017, afin de profiter de conditions météorologiques plus favorables³⁹. Ce déploiement est donc prévu dans 3 ans.

52. Tel que souligné par Mme Moreau du GRAME, considérant le déficit prévu de 202 M\$⁴⁰ pour 2014 dans les réseaux autonomes et considérant la demande de la Régie au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD devant être déployée dans les réseaux autonomes⁴¹, la gestion de la demande pourrait être un bénéfice économique du Projet LAD.

³⁸ D-2014-037, par. 758 et 762

³⁹ B-0023, HQD-2, doc. 1, p. 11, R. 3.1

⁴⁰ R-3854-2013, B-0012, p. 7

⁴¹ R-3854-2013, D-2014-037, par. 762

53. Mme Moreau indiquait également que dans sa décision procédurale D-2014-017 portant sur l'examen du plan d'approvisionnement en réseaux autonomes, la Régie indiquait au paragraphe 34, qu'il est opportun d'examiner les possibilités offertes par les compteurs de nouvelle génération dans le présent Plan,⁴² et cela en lien avec de nouvelles options tarifaires.⁴³

54. Un autre élément de préoccupation exprimé par Mme Moreau lors de son témoignage est la possibilité que la version actuelle déployée en Phase I ne soit pas compatible⁴⁴ avec les besoins exprimés par la Régie :

«Nous comprenons que la décision de la Régie est récente pour le dossier tarifaire, en date du six (6) mars deux mille quatorze (2014) et que le Distributeur aura peut-être à ajuster son offre de la phase 3 pour les réseaux autonomes, de même que peut-être ajuster la technologie à y être déployée pour rencontrer ces fameuses demandes de la Régie.

Le GRAME demande à la Régie d'opter pour une approche prudente face à l'approbation de la phase 3 en réseaux autonomes. À titre d'exemple, le GRAME a constaté que le Distributeur a agi avec prudence dans le cas des compteurs commerciaux afin de retenir la version la plus récente avant de les déployer. Il serait prudent de faire de même dans le cas des réseaux autonomes. Nous avons bien un délai de trois ans.»⁴⁵

55. En ce sens, le GRAME est d'avis que la Régie doit s'assurer, avant d'autoriser les investissements visant les réseaux autonomes, que la version utilisée des compteurs nouvelle génération soit en mesure d'offrir de nouvelles options tarifaires et des mesures en gestion de la demande.

56. La Régie a compétence au présent dossier pour harmoniser sa décision avec celles rendues par la Régie dans d'autres dossiers parallèles du Distributeur, dont les dossiers tarifaires et les dossiers des demandes d'approbation des plans d'approvisionnement, et soumet qu'à ce stade du développement du Projet, le Distributeur n'a pas été en mesure de démontrer que le déploiement de la Phase 3 en réseaux autonomes permettra de rencontrer les exigences de la Régie énoncées dans les décisions précitées.⁴⁶

57. Considérant que ce déploiement est prévu dans trois (3) ans, le GRAME recommande de ne pas approuver immédiatement les investissements liés au déploiement en réseaux autonomes en Phase 3, afin de permettre au Distributeur de présenter une demande d'investissements décrivant la technologie choisie et sa capacité à rencontrer les demandes de la Régie exprimées dans les décisions portant sur le plan d'approvisionnement

⁴² Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 164

⁴³ Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 168

⁴⁴ Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 171

⁴⁵ Notes sténographiques du 10 avril 2014, pages 165 et 166

⁴⁶ Notes sténographiques du 9 avril 2014, p. 131, R. 118, Me Hébert: «R. Écoutez, la demande de la Régie a été formulée le six (6) mars dernier, c'est tout récent. Elle nous demande de présenter notre plan de match lors du prochain dossier tarifaire et c'est ce qu'on fera, là, et la date prévue c'est le ou vers le premier (1er) août prochain. Alors il est peut-être trop tôt pour se prononcer sur ces questions-là, Maître Paquet. C'est ce que je vous indique.»

et les dossiers tarifaires, incluant les coûts d'installation et les gains d'efficacité, ainsi que les nouvelles mesures de gestion de la demande associées notamment aux options tarifaires.

2.2 Coûts des Phases 2 et 3

2.2.1 Compteurs résidentiels Elster

58. Dans son rapport, l'expert Finamore énonce ses craintes concernant l'usage par le Distributeur d'une nouvelle version de compteurs en grand nombre, soit les compteurs résidentiels Elster qui doivent être utilisés pour 20% du total des nouveaux compteurs de nouvelle génération, ces compteurs n'ayant jamais été déployés en Amérique du Nord à sa connaissance:

«Use of this meter in such large quantities for the first time in a large utility operating environment raises some concerns that significant disruptions in the deployment schedule could occur, if a software bug or design problem is detected either before or after large shipments of the new Elster meters are received.»⁴⁷

59. Dans son témoignage, l'expert a fourni, à titre de référence à la Régie, un exemple d'un Distributeur américain ayant dû remplacer des centaines de milliers de compteurs après les avoir installés (C-GRAME-0035 : «After tests, Peco to resume smart-meter installations»):

« Now I'm not going to say that the same thing is going to happen here, all I'm saying is that, with first-run meters and meters that are very early in the development stage, it's hard to duplicate this type of use and study in a lab environment, and often you don't find these things, and so you get into a major production roll-out, or major deployment. And in this case, Peco Energy had to replace a whole lot of meters that had already been installed at risk to the project.

So I'm pointing this out just to mention that these kinds of things can happen with these kinds of technologies, and that it is prudent to make sure that the meters that are used for the project are well tested, and preferably have been deployed somewhere else, but that can't always be the case when it's, you know, cutting-edge technology. But I think some prudence is needed to give these meters time to be deployed, tested, found to be okay, deployed by, manufactured by Elster, get through the manufacturing process in a mass production environment, and then ultimately fully tested before they're deployed here.»⁴⁸

60. Dans son témoignage, l'expert en réseaux intelligents Finamore indique que la prudence est requise afin que le manufacturier Elster dispose de suffisamment de temps pour terminer le processus de fabrication dans un environnement de production de masse et afin que ces compteurs soient entièrement testés avant d'être déployés.

⁴⁷ C-GRAME-0023, p. 26-27, Section 4.3 Phase II and III Meter Requirements

⁴⁸ Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 212-213, m. Finamore

61. De l'avis du GRAME, ce risque est significatif pour la prochaine étape de déploiement en phases 2 et 3.

62. Pour ces raisons, le GRAME appuie et réfère la Régie à la recommandation no 3 du rapport de l'expert en réseaux intelligents Finamore qui estime que les risques liés à la performance du **compteur résidentiel Elster** doivent être résolus avant l'autorisation de procéder au déploiement des Phases II et III puisque ces compteurs sont essentiels à la bonne performance du réseau intelligent. Selon lui, les problèmes de performance des compteurs pourraient augmenter de manière significative le temps de déploiement du projet et les coûts si une solution alternative devait être envisagée.

63. Aussi, le GRAME réfère la Régie à la recommandation no. 5 du rapport l'expert Finamore qui énonce que le Distributeur devrait présenter une **analyse de sensibilité** plus approfondie et prudente comprenant les risques externes à la réalisation du Projet, tel les défaillances des compteurs Elster résidentiels et les impacts que ces facteurs pourraient avoir sur le calendrier du projet et les coûts.

3. Entente entre le Distributeur et l'Association canadienne des fournisseurs internet sans fil et autres

64. Le GRAME a demandé à son expert en réseaux intelligents de consulter l'Entente de collaboration entre Hydro-Québec et l'Association canadienne des fournisseurs internet sans fil, ForSak Technocom inc. et Communautel inc.⁴⁹, afin qu'il puisse émettre son opinion à la Régie sur un enjeu qui avait suscité l'intérêt de celle-ci, soit «l'impact de l'utilisation, par le Distributeur, de la bande RF exempte de licence ISM 900 MHz pour le réseau IMA, sur les services offerts en milieu rural par les fournisseurs d'accès internet sans fil.»⁵⁰.

65. Dans son témoignage, monsieur Finamore a pu rassurer la Régie en lui indiquant qu'il n'avait jamais rencontré de problèmes d'interférences ou d'impact de l'usage de cette bande de radio-fréquences de 900 MHz par un Distributeur sur d'autres utilisateurs ou fournisseurs de services internet sans fil:

«A. Well I suppose that anything is possible but I must say, in all my years of doing this, I've never run across a single case where the 900, 902 to 928 MHz frequency band has been adversely affected by outside interference. I mean, there were a couple of plausible health situations that were discussed but I must say I've never run into that situation where they've been adversely affected, so I'd have to say that, for my perspective, there's not a lot to that interference issue in this frequency band that is used by Landis+Gyr for the mesh network.»⁵¹

⁴⁹ HQD-1, doc. 4, confidentiel

⁵⁰ D-2014-004, p. 13, par. 38

⁵¹Notes sténographiques du 10 avril 2104, p. 217, R. 289, m. Finamore

Conclusions

66. Lors de son témoignage, Monsieur Finamore a élaboré sur ses principales conclusions que l'on retrouve à la section 5 de son rapport.⁵²

67. Le GRAME réfère également la Régie aux neuf (9) recommandations principales de l'expert en réseaux intelligents ayant témoigné au présent dossier que l'on retrouve aux pages 35-36 de son rapport.⁵³

1. Suivi Phase 1

68. Le GRAME appuie la première recommandation de son expert à la Régie à l'effet que le Distributeur devrait d'abord remplir tous les objectifs et toutes les installations prévues en Phase 1 et fournir à la Régie un compte rendu détaillé de performance et de coûts en résultant avant que l'autorisation de procéder aux phases II et III ne soit accordée. L'expert Finamore estime qu'**une prolongation de six mois** jusqu'à la fin de l'année 2014 devrait être suffisante pour compléter le déploiement de la phase 1 en permettant de donner plus de temps pour valider l'ensemble la performance du réseau et des coûts.

69. L'expert indique dans sa recommandation no. 4 qu'avant d'approuver les phases II et III, le Distributeur devrait vérifier que le réseau de phase I achevé atteint le taux requis quotidien de lecture et de facturation puisque si des modifications sont nécessaires pour améliorer les performances du réseau, des mesures correctives doivent être identifiées et complétées avant que le déploiement des phases II et III ne débute.

70. Aussi, dans sa recommandation no. 9, l'expert Finamore énonce que le Distributeur doit soumettre un rapport d'achèvement détaillé de la Phase 1 du Projet à la Régie lorsque complétée, détaillant tous les coûts réels du projet, identifiant les économies et gains d'efficacité engagés et traitant des questions de performance du réseau qui pourraient être identifiées.

71. Le GRAME recommande à la Régie que le plan d'achèvement de la Phase 1 devant être déposé par le Distributeur inclut les coûts des compteurs commerciaux qui seront installés dans la zone 1 de déploiement, tel qu'initialement prévus en Phase I au dossier R-3770-2011 et que les Phases 1, 2 et 3 soient présentées séparément dans les suivis trimestriels.

72. Considérant que le Distributeur n'a pas encore atteint tous les objectifs qui étaient prévus en Phase 1, l'approbation des phases 2 et 3 devrait être conditionnelle à l'atteinte d'un certain nombre d'objectifs.

73. Le GRAME recommande à la Régie d'établir une liste (basée notamment sur les recommandations de l'expert Finamore) des enjeux que le Distributeur doit résoudre et

⁵² C-GRAME-0023, p. 31 à 34 et notes sténographiques du 10 avril 2104, p. 178 à 203, m. Finamore

⁵³ C-GRAME-0023

compléter à la pleine satisfaction de la Régie, et cela, avant que l'autorisation de la Régie n'entre en vigueur.

2. Approbation des investissements liés aux phases 2 et 3

74. En ce qui concerne le déploiement des compteurs pour les phases 2 et 3, tel qu'indiqué par m. Finamore lors de son témoignage⁵⁴ il appert prudent que les risques liés à la performance du **compteur résidentiel Elster**, soit des risques directement liés à la bonne performance du réseau et aux coûts des Phases 2 et 3, soient résolus avant l'autorisation de procéder au déploiement des Phases II et III.

75. Enfin, en ce qui concerne le déploiement en Phase 3 des compteurs de nouvelle génération dans les réseaux autonomes, le GRAME soumet qu'une grande prudence est également requise de la part de la Régie afin d'assurer une cohérence dans ses décisions en cours et à venir.

76. Considérant que le déploiement en réseaux autonomes est prévu dans seulement 3 ans, le GRAME recommande de ne pas approuver immédiatement les investissements liés au déploiement en réseaux autonomes en Phase 3, afin de permettre au Distributeur de présenter une demande d'investissements décrivant la technologie choisie et sa capacité à rencontrer les demandes de la Régie au niveau des mesures de gestion de la demande. Cette demande d'investissement devrait inclure les coûts d'installation et les gains d'efficacité, ainsi que les nouvelles mesures de gestion de la demande associées notamment à des options tarifaires.

77. Pour conclure, tel qu'indiqué dans son rapport⁵⁵, le GRAME recommande l'approbation d'un compte hors base de tarification pour les coûts inhérents aux phases 2 et 3, conformément aux décisions D-2014-037⁵⁶ et D-2013-196⁵⁷.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Le 14 avril 2014.

(S) Geneviève Paquet

Geneviève Paquet, avocate
400, boul. Curé-Labelle, Suite 204
Laval, Québec, H7V 2S7
Tél.: 450-687-5055, poste 226
Fax: 450-687-5055
Courriel : genevieve_paquet@videotron.ca

⁵⁴ Notes sténographiques du 10 avril 2014, p. 212-213, m. Finamore

⁵⁵ C-GRAME-0024, p. 24

⁵⁶ R-3854-2013, D-2014-037, par. 146

⁵⁷ D-2013-196, p. 7, par. 21 à 24