

**PAR COURRIEL, MESSAGER ET DÉPÔT
ÉLECTRONIQUE (SDÉ)**

Avocats-conseils

Le très honorable Pierre Elliott Trudeau, C.P., C.C., C.H., c.r., MSRC (1984 - 2000)
Le très honorable Jean Chrétien, C.P., C.C., O.M., c.r.
L'honorable Donald J. Johnston, C.P., O.C., c.r.
Pierre Marc Johnson, G.O.Q., MSRC
L'honorable Michel Bastarache, C.C.
L'honorable René Dussault, O.C., O.Q., MSRC, Ad. E.
Peter M. Blaikie, c.r.
André Bureau, O.C., O.Q.

Le 28 novembre 2013

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
800, Place Victoria, bureau 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Votre référence : R-3863-2013

Notre référence : 006692-0183

**Objet : Demande d'autorisation du Projet de Lecture à distance (le « Projet ») –
Phases 2 et 3**

Chère consœur,

Le Distributeur accuse réception des demandes d'intervention formulées par les personnes intéressées suivantes (les « **intéressées** ») relativement au présent dossier : ForSAK TechnoCom inc. (« ForSAK »), Communautel inc. (CI), Association canadienne des fournisseurs d'internet sans fil (« CANWISP »), ACEF de l'Outaouais (ACEFO), Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME), Option consommateurs (OC), l'Association des hôteliers du Québec et l'Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ), Stratégies Énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) et Union des consommateurs (UC).

Par la présente, le Distributeur entend faire part à la Régie de ses objections et commentaires en rapport aux dites demandes.

Objections et commentaires communs à tous les intervenants

Bien entendu, la Régie n'est pas étrangère au contenu du Projet, sa phase 1 ayant déjà fait l'objet d'une demande d'autorisation d'investissement déposée en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q. c R-6.01 (la « **Loi** »), dans le dossier R-3770-2011.

Marie-Josée Hogue, Ad. E.

T 514 846.2201
F 514 921.1201
mhogue@heenan.ca

1250, boul. René-Lévesque Ouest
Bureau 2500
Montréal (Québec)
Canada H3B 4Y1

heenanblaikie.com

Tel que l'a rappelé la Régie dans sa décision D-2011-124 qui portait sur les demandes d'intervention au dossier R-3770-2011 (phase 1 du Projet), les intervenants doivent situer leurs interventions dans le cadre d'analyse imposé par la Loi :

[29] L'article 73 de la Loi — lu et appliqué dans son contexte — et le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie imposent un cadre d'analyse rendant pertinent, pour l'essentiel, le questionnement suivant :

- *Quels sont les objectifs visés par le Projet?*
- *Ces objectifs sont-ils utiles ou nécessaires à la prestation du service de distribution d'électricité?*
- *Le Projet est-il justifié en relation avec les objectifs visés?*
- *Les coûts associés au Projet sont-ils justifiés et raisonnables?*
- *Les études de faisabilité et les analyses de sensibilité sont-elles satisfaisantes?*
- *Quel est l'impact des coûts du Projet sur les tarifs de distribution d'électricité?*
- *Quel est l'impact du Projet sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité?*
- *Est-ce que d'autres solutions ont été envisagées par le Distributeur pour atteindre les objectifs qu'il vise?*

Le Distributeur soumet qu'il en va de même pour ce qui est des phases 2 et 3, mais il tient à souligner par ailleurs, qu'en ce qui concerne le Projet dans son ensemble ou les aspects propres à la phase 1, les renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, L.R.Q. c R-6.01, a. 114 (le « **Règlement** ») ont déjà fait l'objet d'une étude approfondie par la Régie et les intervenants au terme de laquelle la Régie a autorisé la phase 1 du Projet.

En effet, le 5 octobre 2012, la Régie rendait la Décision D-2012-127 (la « **Décision** ») au terme d'un long processus s'étalant sur quinze (15) mois après avoir tenu vingt (20) jours d'audience incluant une (1) rencontre préparatoire et une (1) rencontre à huis clos aboutissant à plus de 5 000 pages de notes sténographiques. Le dossier R-3770-2011 a fait l'objet de huit (8) décisions de la Régie, incluant les décisions interlocutoires et la décision finale.

Le processus d'autorisation de la phase 1 fut tout aussi dispendieux qu'il fut long et rigoureux, les intervenants ayant été remboursés par le Distributeur pour leurs frais s'élevant à 994 000 \$ sur les 1 689 673 \$ réclamés.

Dans le cadre de la demande visant la phase 1 du Projet et dans lequel l'ensemble du Projet a été examiné, tant le Distributeur que douze (12) intervenants ont eu l'occasion de déposer plus de 3000 pages de preuve (ainsi que 95 pièces additionnelles, dont certaines très volumineuses, déposées en cours d'audience) et de poser 736 questions écrites concernant les sujets énumérés à l'article 2 du *Règlement* auxquelles le Distributeur a répondu, comme il a répondu à 110 engagements pris en cours d'audience et en séance de travail. La Décision tenait aussi compte de 60 observations déposées à la Régie.

Dans sa Décision, la Régie s'est dite satisfaite de la preuve du Distributeur sur ces points et des conclusions de ses analyses économiques. Tel que l'a soumis le Distributeur dans le cadre de la présente demande (Document B-0004, page 8), plusieurs des renseignements requis par le *Règlement* sont toujours valables dans le contexte de la présente demande.

Cela étant, le Distributeur s'oppose fermement à rouvrir le débat sur les points énumérés ci-haut. Or, il appert des demandes d'intervention dans le cadre du présent dossier que plusieurs intéressées souhaitent de nouveau débattre de sujets sur lesquels la Régie s'est déjà prononcée. Avec égards, le Distributeur demande à la Régie de circonscrire le débat de façon à ce qu'il soit limité aux sujets qui sont propres aux phases 2 et 3 du Projet et de proscrire toute intervention relative à un sujet sur lequel la Régie s'est déjà prononcée dans la Décision, notamment sur les sujets qui suivent.

a) Les objectifs visés par le Projet et de la justification du Projet en relation avec les objectifs visés

Les phases 2 et 3 du Projet poursuivent les mêmes fins que la phase 1, à savoir 1) assurer la pérennité du parc des compteurs, 2) réaliser des gains d'efficience dans les opérations du Distributeur et 3) faire le choix d'une technologie évolutive permettant d'offrir éventuellement aux clients de nouveaux services et un réseau de distribution d'électricité plus efficace.

Dans la Décision, la Régie s'est montrée satisfaite que le Projet dans son ensemble était justifié en relation avec ses objectifs visés. En ce qui concerne la pérennité du parc de compteurs, la Régie a reconnu que

[224] [. . .] dans l'ensemble du parc de compteurs du Distributeur, plus de 45 % (1,7 millions) des compteurs électromécaniques excèdent actuellement leur durée de vie utile. D'ici 2016, il y en aura près de 500 000 de plus.

[225] Le Distributeur doit faire en sorte que ses compteurs respectent les normes de mesurage de Mesures Canada. Or, la nouvelle norme S-S-06 de Mesures

Canada, déjà en vigueur pour les compteurs électroniques, sera en vigueur pour les compteurs électromécaniques dès 2014. Son application aux compteurs électromécaniques aura pour effet d'accroître non seulement le volume d'échantillonnage des compteurs, mais également de réduire la période de temps admissible pendant laquelle les lots de compteurs électromécaniques pourront être maintenus en service.

[226] La norme S-S-06 vise à atteindre un niveau de confiance faisant en sorte que 95 % des lots en service n'aient pas plus de 1 % de compteurs se situant à l'extérieur de la limite légale de 3 % d'écart. Pour atteindre efficacement ce niveau de confiance, un volume beaucoup plus important d'échantillons devra être prélevé auprès de la clientèle, selon la taille du lot. En plus d'augmenter le volume de compteurs à échantillonner, la nouvelle norme vient aussi resserrer les critères d'acceptabilité des résultats d'échantillonnage. De plus, la durée de la prolongation de la période de validité d'un sceau de Mesures Canada est régressive dans le temps. Ainsi, la durée de validité d'un sceau sera prolongée pour des périodes de plus en plus courtes. Ce changement aura pour effet de limiter le nombre d'années pendant lesquelles un appareil pourra être en service.

Par ailleurs, la Régie s'est dite convaincue de l'existence de gains d'efficience, telle qu'établie par la preuve du Distributeur :

[227] Comme mentionné plus haut, les charges annuelles relatives à la masse salariale représentent près de 25 % du coût de distribution et de service à la clientèle du Distributeur. Considérant que la tarification des services du Distributeur est basée sur son coût de service, l'élimination de 726 postes — 603 postes de releveurs, 102 postes liés à l'activité interruption et remise en service, 21 postes de représentants au service à la clientèle, réduction d'autres coûts (véhicules, d'essence, etc.) reliés à ces activités — est, a priori, une démarche profitable, tant pour le Distributeur que pour les clients.

[. . .]

[229] Ainsi, dans la mesure où l'infrastructure IMA et les CNG permettent d'effectuer différentes activités automatiquement et à moindre coût, les dépenses reliées aux anciennes façons de faire devraient normalement ne plus être considérées comme des dépenses nécessaires à la prestation du service.

[230] La preuve montre que le Distributeur dispose actuellement d'une fenêtre d'opportunité pour réorganiser ses opérations sans créer d'inconvénients significatifs pour ses employés.

Pour ce qui est de l'offre de nouveaux services, la Régie était satisfaite en ce que :

[238] [. . .] la preuve démontre que la technologie introduite par le Projet offre la possibilité d'ajouter de nouvelles fonctionnalités en temps opportun.

[239] Le Distributeur a expliqué l'état d'avancement de son plan d'implantation d'un ensemble de nouvelles fonctionnalités propres aux CNG et son échéancier. Ainsi, dès 2012, la gestion des pannes et la prévision de la demande à partir des profils de consommation devraient être implantées. La détection de la subtilisation, la gestion de la consommation par l'actualisation quotidienne de pages-web clients et la mesure de la tension au compteur (en lien avec l'efficacité énergétique et le projet CATVAR) doivent être disponibles dès 2013. D'autres fonctionnalités sont sujettes à une implantation éventuelle entre 2015 et 2017.

[240] En somme, bien que le Projet soit circonscrit actuellement à un nombre restreint de fonctionnalités, la Régie constate qu'il répond au troisième objectif cité plus haut, soit « la possibilité que les technologies mises en place par le Distributeur dans le cadre du Projet puissent évoluer vers de nouvelles fonctionnalités ». Il s'agit donc d'un projet structurant susceptible d'être bonifié à terme par l'ajout de nouvelles fonctionnalités, au bénéfice des clients du Distributeur.

La Régie était donc d'opinion que l'investissement du Distributeur était justifié par des objectifs valables et démontrés. Il n'est donc ni utile ni pertinent de rouvrir le débat sur la pérennité du parc de compteurs, les gains d'efficience projetés et l'évolutivité de la solution technologique retenue par le Distributeur. Or, certaines intéressées, dont le GRAME et ARH-ARQ, souhaitent refaire le débat, particulièrement en ce qui concerne l'évolutivité de la solution technologique retenue. Le Distributeur soumet que ce débat est clos et qu'il n'est pas dans l'intérêt public qu'il soit rouvert.

b) Le périmètre du Projet

Dans un même ordre d'idée, le Distributeur rappelle que le périmètre du Projet, tel qu'accepté par la Régie, est le suivant :

[17] Le Distributeur a limité le périmètre du Projet « à la mise en place des TI de l'IMA, au remplacement des compteurs actuels par des compteurs de nouvelle génération, ainsi qu'à l'automatisation de la relève et à l'interruption et la remise en service à distance [note de bas de page omise]. Le projet sous étude ne prévoit donc pas l'implantation d'autres fonctionnalités tel que suggéré par certains intervenants. »

Bien que critiqué par de nombreux intervenants au dossier R-3770-2011, la Régie s'est dite satisfaite du caractère restreint du périmètre du Projet dont :

[19] [. . .] l'avantage [est] d'être axé sur ses objectifs d'affaires et de limiter les risques financiers, puisque l'essentiel du plan repose sur les gains d'efficience de la relève et des activités de branchement/débranchement [note de bas de page omise]. Ces gains d'efficience attendus doivent permettre au Distributeur de générer des bénéfices concrets.

Ainsi, la démonstration de la rentabilité du Projet reposait « exclusivement sur deux fonctionnalités de base de l'IMA : la lecture des compteurs et le branchement/débranchement à distance » (Décision, para. 24). En ce qui concerne toute autre fonctionnalité potentielle, le Distributeur a déjà démontré le potentiel d'évolutivité de la solution technologique retenue à la satisfaction de la Régie.

La Régie a ainsi reconnu que le Distributeur n'avait pas à démontrer la rentabilité de la phase 1 du Projet sur la base de fonctionnalités éventuelles. Le Distributeur estime que la situation doit être la même pour les phases 2 et 3, d'autant plus qu'aucune nouvelle fonctionnalité n'est incluse au Projet. Or, plusieurs intéressées, dont SÉ-AQLPA, UC, GRAME et AHQ-ARQ, souhaitent interroger le Distributeur sur l'état d'avancement des fonctionnalités « éventuelles » de l'IMA, dont, notamment, l'accès aux données de consommation en ligne ou la gestion de la demande. Le Distributeur soumet que toute intervention sur ce sujet, déjà amplement débattu dans le cadre du dossier R-3770-2011, est sans pertinence et devrait être refusée.

c) L'étude de faisabilité économique du Projet

Bon nombre d'intéressées, dont OC, UC, GRAME, AHQ-ARQ et SÉ-AQLPA souhaitent une mise à jour des analyses économique et financière du Projet compte tenu des progrès accomplis à ce jour au cours de la phase 1. Le Distributeur tient à rappeler aux intéressées que l'avis public émis par la Régie dans le cadre du présent dossier précisait que « les objectifs et la justification économique du Projet ont été présentés dans le cadre de la phase 1 de ce dernier ». Le dit avis public rappelait par ailleurs que « les suivis inclus à la décision D-2012-127 relatifs à la phase 1 du Projet seront examinés dans le cadre de la présente demande. »

Le Distributeur prend acte que la Régie examinera les rapports trimestriels déposés en suivi de la Décision (para. 532) dans le cadre la présente demande. Cependant, il ne faudrait pas y voir un prétexte pour rouvrir l'examen de la phase 1 ou de faire l'analyse de sujets qui vont au-delà d'une demande d'autorisation d'un projet d'investissement en vertu de l'article 73. Le Distributeur demande à la Régie d'encadrer strictement l'examen des rapports trimestriels afin d'éviter les débordements tel que, par exemple, la question des économies réelles de personnel liées à la fonction interruption/remise en service à distance, question amplement débattue dans le cadre du dossier R-3770-2011 mais soulevées par plusieurs intéressées dans le cadre du présent dossier. Il en va de même

pour toute question portant sur l'impact de l'option de retrait sur la rentabilité du Projet. Le Distributeur rappelle que les frais liés à cette condition de service sont facturés sur la base des coûts approuvés par la Régie. Cette question est hors sujet parce que déjà traitée dans le cadre des dossiers R-3770-2011 et R-3788-2012.

d) L'impact du Projet sur les revenus requis du Distributeur

En ce qui concerne l'impact du Projet sur les revenus requis, la Régie acceptait la preuve du Distributeur en ces termes :

[372] L'impact du Projet sur les tarifs de distribution est mesuré par l'écart entre les revenus requis nécessaires sous le scénario de référence et ceux nécessaires sous le scénario IMA. L'analyse financière réalisée par le Distributeur permet de constater que l'impact différentiel maximal sur les revenus requis sera de 95,8 M\$ et se fera sentir en 2013, soit au cours de la phase 1 de déploiement. Cet impact correspond, à lui seul, à une hausse de 0,89 % des tarifs de distribution en se basant sur les revenus requis de l'année 2012 approuvés par la Régie dans sa décision D-2012-035.

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

Les intéressées UC et ACEFO souhaitent réexaminer les impacts du Projet sur les revenus requis. En particulier, UC souhaite évaluer l'impact sur les revenus requis des phases 2 et 3 et ce, pour toute la période de vie utile des équipements. UC souhaite évaluer cet impact du point de vue des clients au moyen d'un taux d'actualisation qui leur serait spécifique.

Le Distributeur soumet que cette analyse a déjà été présentée par l'intéressée dans le cadre du dossier R-3770-2011. La Régie n'a d'ailleurs pas retenu cette analyse, préférant celle du Distributeur. Qui plus est, le Distributeur souhaite rappeler aux intéressées que l'analyse de l'impact d'un projet sur les revenus requis n'est pertinente à une demande d'autorisation d'investissement que dans la mesure suivante, décrite par la Régie dans la décision D-2011-124 :

[42] Comme mentionné plus haut, dans le cadre de l'étude d'une demande sous l'article 73 de la Loi, la Régie se penche, entre autres, sur « l'impact [du Projet] sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité » et sur « l'impact [du Projet] sur la [...] qualité de prestation du service de distribution d'électricité ».

[43] Ainsi, la question de l'impact du Projet sur les tarifs est de nature économique et vise à voir si les coûts du Projet auront un impact à la hausse ou à la baisse sur les tarifs de distribution d'électricité. Il est clair que toute modification tarifaire ou tout changement au calcul d'un tarif sera débattu, au besoin, dans un autre forum. Cependant, le Distributeur devra indiquer ses intentions dans le présent dossier essentiellement aux fins de l'évaluation économique du Projet et des revenus associés.

[44] Quant à l'impact du Projet sur la qualité de prestation de service de distribution d'électricité, il s'agit d'une question de fait plutôt technique et reliée aux effets du Projet à cet égard. Si le Projet change les façons d'opérer du Distributeur et que cela demande des modifications aux Conditions de service d'électricité, ces questions relèvent des fonctions que la Régie exerce en application, entre autres, de l'article 31(1) de la Loi. La Régie ne traite évidemment pas des changements aux Conditions de service d'électricité dans le cadre d'une demande sous l'article 73 de la Loi.

Le Distributeur soumet qu'il ne prévoit aucune modification tarifaire, ni de changement au calcul d'un tarif, ni de changement dans le mode de facturation. Ainsi, sur cette base, il n'y a aucune raison de refaire l'analyse financière.

De plus, conformément à la décision D-2013-037 (para. 180), le Distributeur dépose, dans chaque dossier tarifaire, le détail des impacts du projet LAD sur ses revenus requis et compare cette analyse à celle prospective réalisée dans le dossier R-3770-2011.

e) Les impacts sur la qualité du service notamment l'absence d'impact sur la santé humaine

Dans sa Décision, la Régie soulignait qu'elle n'a « aucune juridiction en matière de radiodiffusion, de [radiofréquences] ou de santé. D'autres instances fédérales et provinciales occupent ces champs de compétence » (Décision, para. 391). Cependant, la Régie se trouvait :

justifiée d'interpréter l'expression « la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable » incluse à [l'article 5 de la Loi] comme voulant dire, entre autres, qu'elle peut considérer les effets sociaux-économiques et environnementaux de ses décisions. Sans empiéter sur les compétences d'autres instances plus directement visées, les effets sur la santé peuvent être considérés comme des effets environnementaux. [Décision, para. 392]

Le prétendu impact sur la santé des émissions de radiofréquence émises par les CNG a fait l'objet, lui aussi, d'une preuve abondante, preuve qui, selon la Régie « montre clairement qu'il n'y a pas lieu de s'inquiéter des effets de l'implantation des CNG sur la santé » (Décision, para. 387). Encore une fois, il n'y a pas lieu de rouvrir ce débat, comme le souhaiterait certaines intéressées, tel UC ou SÉ-AQLPA.

Le Distributeur soumet que toute demande d'intervention portant sur un sujet qui a déjà fait l'objet d'un examen par la Régie ou qui n'est pas limitée aux sujets énumérés dans l'avis public émis dans le cadre du présent dossier est à un appel déguisé de la Décision et devrait être proscrite par la Régie.

Contestation spécifique de demandes d'intervention

ForSAK / Communautel / CANWISP

Ces trois (3) intéressées représentent les intérêts commerciaux des fournisseurs d'internet sans fil en milieu rural qui utilisent les spectres de fréquence radioélectrique libres de licence, dont la bande ISM 900 MHz qui est également la bande utilisée par le réseau maillé du Distributeur. Ces trois (3) intéressées utilisent la bande ISM 900 MHz principalement pour des raisons économiques - cette bande de fréquence peut être utilisée par des équipements qui ne nécessitent pas l'achat de permis coûteux. La bande ISM 900 MHz appartient à la bande de fréquence publique pour laquelle il n'existe aucune règle d'antériorité ni de priorité d'utilisation. Selon l'intéressée ForSAK, la bande ISM 900 MHz est également la mieux adaptée à la topographie du milieu rural.

Les intéressées ForSAK, Communautel et CANWISP (ainsi que ACEFO et SÉ-AQLPA) sont préoccupées par la possibilité que le déploiement du réseau maillé en zone rurale, prévu principalement à la phase 3 du Projet, ne cause une pollution du spectre radio qui contraindrait les intéressées à cesser leurs activités et, ultimement, à priver la population rurale d'accès à internet. Les trois (3) intéressées demandent à la Régie d'inviter le Distributeur à considérer d'autres bandes de fréquences pour l'implantation de son réseau maillé en zone rurale.

Le Distributeur demande à la Régie de ne pas reconnaître le statut d'intervenant aux intéressées au motif que leur sujet proposé d'intervention est étranger à la compétence de la Régie. Tel que mentionné plus haut à un autre propos, la Régie reconnaît ne pas avoir de compétence en matière de radiofréquences. En effet, la réglementation des spectres de radiofréquences est un chef de compétence fédérale sous la responsabilité d'Industrie Canada.

Selon l'alinéa article 5(1)l de la *Loi sur la radiocommunication*, L.R.C. (1985), c. R-2, il appartient au Ministre de l'Industrie de

décider de l'existence de tout brouillage préjudiciable et donner l'ordre aux personnes qui possèdent ou contrôlent tout appareil radio, matériel brouilleur ou matériel radiosensible qu'il juge responsable du brouillage de cesser ou de modifier l'exploitation de cet appareil ou de ce matériel jusqu'à ce qu'il puisse fonctionner sans causer de brouillage préjudiciable ou sans en être contrarié

Il appartient donc au Ministre de l'Industrie de régler tout conflit en lien avec les brouillages des radiofréquences suivant le *Règlement sur la radiocommunication*, DORS/96-484 dont les paragraphes 52(1) et 53(1) se lisent comme suit :

52. (1) Lorsque le ministre décide, en tenant compte des facteurs mentionnés au paragraphe (2), qu'une unité de matériel cause ou subit du brouillage autre que du brouillage préjudiciable ou l'effet non désiré d'une énergie électromagnétique, il ordonne aux personnes qui possèdent ou contrôlent le matériel d'en cesser ou d'en modifier l'utilisation jusqu'à ce que celui-ci puisse fonctionner sans causer ce brouillage ou cet effet ou sans en être contrarié.

(2) La décision visée au paragraphe (1) tient compte des facteurs suivants :

- a) l'environnement électromagnétique dans lequel le matériel est utilisé;*
- b) les circonstances dans lesquelles le matériel est utilisé;*
- c) les caractéristiques techniques des dispositifs dont le fonctionnement est contrarié par du brouillage ou par l'effet non désiré d'une énergie électromagnétique;*
- d) les caractéristiques techniques des dispositifs causant du brouillage ou l'effet non désiré d'une énergie électromagnétique.*

53. (1) La décision prise aux termes de l'article 52 ne s'applique pas à la décision prise en vertu de l'alinéa 5(1)l de la Loi.

(2) Il est interdit de faire fonctionner un appareil radio contrairement à l'ordre donné en vertu du paragraphe 52(1).

Les directives d'Industrie Canada appellent à la résolution de conflits concernant le brouillage par les exploitants de la bande publique eux-mêmes :

C'est à l'exploitant de tout système radio exempt de licence qu'il incombe entièrement de régler les problèmes de brouillage. Si la source de brouillage est connue, c'est aux exploitants en cause qu'il incombe de négocier un règlement mutuellement acceptable, ce qu'il n'est pas toujours possible de faire.

Le Ministère encourage la coopération et les communications volontaires et ouvertes entre les exploitants de systèmes à modulation numérique pour réduire le brouillage au minimum et optimiser l'utilisation du spectre. Compte tenu du nombre croissant de services à modulation numérique déployés et du perfectionnement technique rapide du matériel radio utilisé dans les bandes exemptes de licence, il est dans le meilleur intérêt de toutes les parties intéressées de coordonner entre elles l'usage qu'elles font des fréquences.ⁱ

Dans cet esprit, le Distributeur avait déjà pris l'initiative de rencontrer l'intéressée CANWISP dans le cadre d'un processus proactif visant à identifier toute situation de brouillage et, le cas échéant, rechercher et mettre en œuvre conjointement un ou des moyens de mitigation satisfaisants pour les deux parties. Le Distributeur soumet que la résolution de ce problème devrait suivre son cours dans le cadre des discussions déjà prévues. Le Distributeur croit qu'il n'est ni utile ni approprié que la Régie entende les intéressées sur ce point alors qu'il existe d'autres instances qui possèdent une compétence en la matière. De l'avis du Distributeur, le statut d'observateur convient mieux pour ces intéressées.

GRAME

Le Distributeur demande à la Régie de rejeter la demande d'intervention du GRAME ou subsidiairement de la baliser clairement.

Le GRAME est surtout concerné par la question de « l'évolutivité de la technologie » retenue par le Distributeur. Tel que soumis plus haut, cette question a été amplement débattue dans le cadre du dossier R-3770-2011 au cours duquel le GRAME a d'ailleurs produit une preuve abondante, incluant un rapport de l'expert Edmund P. Finamore. Dans sa Décision, la Régie s'est déclarée satisfaite de la capacité d'évolution technologique de la solution retenue par le Distributeur ; ce sujet est donc épuisé.

Le Distributeur souhaite également mettre au clair un point connexe soulevé par le GRAME. Au paragraphe 13 de sa demande, le GRAME dit vouloir aborder

les suivis de la décision D-2012-127 qui sont en lien avec ses intérêts et en suivi des enjeux traités au dossier portant sur l'approbation de la phase I du Projet, tenant compte de l'état d'avancement déposé par le Distributeur en suivi de cette décision.

Le Distributeur rappelle que la capacité d'évolution de la technologie qu'il a retenue ne fait pas partie des éléments faisant l'objet du suivi trimestriel, tel que déterminés par la Régie dans sa Décision. Ainsi, il n'est donc pas étonnant que les rapports trimestriels sur les résultats de la phase 1 à ce jour ne permettent pas de constater l'état d'avancement du

Projet lié à la performance du réseau ou autres sujets techniques. Le commentaire du GRAME se trouve donc totalement hors dossier.

Le Distributeur rappelle que le suivi trimestriel demandé par la Régie doit porter principalement sur les coûts, les gains, l'échéancier et la cadence trimestrielle de remplacement des compteurs. Le Distributeur demande donc à la Régie de limiter toute intervention sur le suivi trimestriel aux sujets suivants, énumérés au paragraphe 532 de sa Décision :

Sur une base trimestrielle, un suivi de l'avancement des coûts et de l'échéancier du Projet, incluant les informations suivantes :

o une planification de l'installation des CNG par trimestre pour toute la phase 1;

o le nombre de CNG réellement installés par trimestre;

o le nombre de clients qui se prévalent de l'Option de retrait par trimestre;

o les coûts prévus de la phase 1 du Projet par trimestre;

o les coûts réels de la phase 1 par trimestre;

o l'explication des écarts de coûts et d'échéancier et les nouvelles prévisions, le cas échéant;

o un statut de la matérialisation des gains d'efficacité annoncés;

o le nombre de plaintes de clients reçues par trimestre, classées selon le type de motifs.

Quant aux aspects techniques que souhaite aborder le GRAME, notamment les temps de latence, la bande passante, l'installation des compteurs polyphasés ou les certifications relatives aux compteurs Elster, le Distributeur soumet à nouveau que l'étude complète a été faite par la Régie. Plus particulièrement, le Distributeur réfère la Régie aux réponses détaillées et probantes données par ses représentants aux questions de la procureure du GRAME dans le cadre de la contre-preuve (voir le dossier R-3770-2011, n.s. vol. 19, pages 10 à 88). Le Distributeur soumet que ces sujets techniques sont épuisés et que la Régie a autorisé le Projet notamment sur la base de cette preuve. Le Distributeur précise qu'il ne réfère pas à ce document pour faire preuve de son contenu, mais uniquement à titre d'illustration pour démontrer que l'étude par la Régie a été complète dans le cadre de la phase 1 et qu'il n'y a pas lieu de rouvrir la question.

De façon générale, les questions que le GRAME veut aborder en suivi de la Décision sont de la nature des plans et devis. Or, la Régie a déjà statué, à l'égard même de demandes de l'intéressée, que ces informations n'étaient pas pertinentes dans le cadre d'une demande d'autorisation sous l'article 73 de la Loi (D-2011-156, para. 60).

Le Distributeur reprend ici certains sujets que le GRAME voudrait aussi aborder. Ce dernier souhaite interroger le Distributeur quant à l'impact sur la performance du Projet qu'aurait l'abandon de la technologie WiMax. Le Distributeur rappelle que c'est le GRAME lui-même qui avait soulevé ce point dans sa preuve dans le cadre du dossier R-3770-2011 (C-GRAME-0046, page 21); le Distributeur n'a donc aucun suivi à effectuer à cet égard.

Le GRAME demande également un compte rendu du Distributeur sur l'intégration du système de facturation SAP au Projet et de sa performance. Le Distributeur rappelle que cette question a déjà été posée dans le cadre du dossier R-3770-2011. Le Distributeur soumet par ailleurs qu'il n'y a pas lieu de douter de l'intégration des deux systèmes; à ce jour, le Distributeur facture plus de 900 000 clients chez lesquels un CNG a été installé.

Le GRAME mentionne que « la preuve du Distributeur n'indique pas s'il y aura une interface entre le système MV-90 et Energy ICT ». Cette mention est étonnante puisque, comme l'intéressé devrait le savoir, l'ensemble des compteurs des clients CII (à l'exception de ceux aux tarifs L et LD) seront remplacés dans le cadre du Projet et le système MV-90 ne sera plus utilisé pour ces clients.

Aux paragraphes 14 et 17 de sa demande, le GRAME souhaite vérifier l'état d'avancement des options de l'électrification des transports, la tarification et la facturation mensuelle. Or, dans le cadre de la phase 1 du Projet, l'électrification des transports n'a jamais été identifiée comme fonctionnalité hors du périmètre du Projet (B-0098 du dossier R-3770-2011) et les changements de facturation n'ont jamais fait partie du périmètre du Projet (B-0016, pages 35 à 39 du dossier R-3770-2011).

Le GRAME, de même que AHQ-ARQ, veut revenir sur la négociation des contrats signés avec les fournisseurs pour l'achat et l'installation des CNG. Dans le dossier R-3770-2011, le Distributeur a déposé sous pli confidentiel les contrats de ses fournisseurs, ce qui est une mesure exceptionnelle dans le cadre d'une demande d'autorisation d'un projet d'investissement. Ainsi, les contrats ont déjà fait l'objet d'un examen par la Régie et les intervenants ont pu questionner le Distributeur à ce sujet (audience à huis clos du 3 avril 2012). Par ailleurs, la Régie a mentionné dans sa Décision (para. 52) : « *De plus, le Distributeur ajoute avoir l'assurance de bénéficier de la clause dite de la nation la plus favorisée selon laquelle toute baisse de coût des CNG et des équipements de télécommunication lui sera appliquée.* » Cette question est hors sujet parce que déjà traitée dans le cadre des dossiers R-3770-2011.

Aux paragraphes 20, 38 et 42 de sa demande, le GRAME souhaite que le Distributeur mette à jour ses coûts afin de refléter le nombre de collecteurs et de routeurs supplémentaires qui seraient requis pour assurer la performance du réseau. D'une part, la Régie a indiqué dans sa Décision (para. 367) : « *Un projet est toujours autorisé sur la base des coûts budgétés, donc sur la base de projections.* » D'autre part, le Distributeur a mentionné, dans le cadre du dossier R-3770-2011, que le contrat avec le fournisseur incluait un engagement contractuel sur le nombre maximal d'équipements de

télécommunication requis pour couvrir l'ensemble du territoire québécois et atteindre les niveaux de performance établis (B-0154, page 4). Cette question de mise à jour des coûts est hors sujet parce que déjà traitée dans le cadre du dossier R-3770-2011.

Enfin, le Distributeur s'oppose à la demande du GRAME de verser dans le présent dossier l'intégralité de la preuve émanant des dossiers R-3823-2010 (sic) et R-3770-2011. Cette proposition mènerait presque certainement à la réouverture des débats sur toute cette preuve, ce qui contrecarrerait gravement les objectifs du présent dossier.

SÉ-AQLPA

Le Distributeur demande à la Régie de rejeter la demande d'intervention de SÉ-AQLPA ou subsidiairement de la baliser clairement. En fait, l'intéressée ne propose aucun sujet d'intervention qui porte sur les phases 2 et 3 proprement dite. Le Distributeur rappelle que la Régie a pour mandat d'autoriser ou non le Projet tel que proposé par le Distributeur et non un projet hypothétique tel que souhaité par les intervenants (voir D-2011-124, para. 28). Tel que déjà indiqué plus haut, la majorité des sujets d'intervention de SÉ-AQLPA ont déjà été traités dans le cadre des dossiers R-3770-2011, R-3788-2012 et R-3814-2012, dont la question des compteurs regroupés, des enjeux liés à la santé et de l'option de retrait.

En ce qui concerne les sujets de fond proposés par SÉ-AQLPA, le Distributeur est d'avis qu'ils sont dépourvus de fondement. Contrairement à ce que suggère l'intéressée, il n'existe aucune preuve que l'installation des CNG crée un risque accru d'incendie. À ce jour, plus de 900 000 CNG ont été installés par le Distributeur et aucun problème de ce genre n'a été rapporté au Distributeur. Les articles de journaux soumis par l'intéressée à l'appui de ses prétentions constituent du oui-dire et ne peuvent constituer un fondement valable et suffisant pour l'étude de questions par la Régie.

Contrairement à ce que suggère SÉ-AQLPA, il n'existe aucune controverse quant aux délimitations exactes des zones touchées par les phases 1 et 3 du Projet. Le document B-0026 (page 18), déposé dans le cadre du dossier R-3770-2011 suite à la séance de travail à laquelle l'intéressée a participé, démontre clairement les délimitations de la zone qui correspond à la phase 1 du Projet. Cette question n'a jamais même été soulevée au cours du dossier R-3770-2011.

Quant à la question de la formation des installateurs, le Distributeur soumet que celle-ci est sans objet. Le Distributeur souligne que l'installation des CNG ne constitue pas des travaux de construction au sens de la *Loi sur le bâtiment*. Cela étant, les installateurs mandatés par le Distributeur n'ont pas l'obligation d'obtenir une licence émise par la Régie du Bâtiment du Québec ou de recevoir une formation allant au-delà de celle qui est fournie par le Distributeur. De plus, le Distributeur tient à souligner que, dans le cadre de l'examen de la phase 1 du Projet, les critères de sélection et la formation préalable

requis des installateurs du prestataire de services n'ont fait l'objet d'aucun questionnement, d'aucun commentaire, ni de la Régie, ni des intervenants, bien que cette information était de leur connaissance. En effet, la Régie et les intervenants ont eu le loisir de consulter le contrat de CapGemini Québec déposé sous pli confidentiel et de questionner le Distributeur à ce sujet (audience à huis clos du 3 avril 2012).

Le Distributeur rappelle que, dans le cadre de ces dossiers, SÉ-AQLPA a déposé une preuve d'une ampleur tout aussi singulière que de qualité douteuse. L'intéressée a pour habitude de déposer en preuve des articles de journaux et différents documents d'instance pour faire la preuve de déclarations ou de certains faits; SÉ-AQLPA emploie la même tactique dans le présent dossier comme en font foi les pièces à l'appui de sa demande d'intervention. Le Distributeur rappelle que ce procédé a été rejeté par la Régie dans le cadre du dossier R-3770-2011, notamment lorsque l'analyste de l'intéressée a tenté d'introduire en preuve divers documents préparés par des tiers et d'en lire des extraits. Le Distributeur réfère la Régie aux notes sténographiques du témoignage de l'analyste de SÉ-AQLPA, Mme Blais, notamment aux pages 200 à 214 et à la page 258 où la Régie a refusé l'introduction en preuve des documents présentés et a dû mettre fin à la présentation des diapositives de SÉ-AQLPA.

Quant à ses autres propositions, mentionnons que SÉ-AQLPA propose un mode procédural en trois (3) phases. Dans un premier temps, la Régie statuerait sur la demande d'autorisation prioritaire du Distributeur pour ensuite effectuer, dans un deuxième temps, une évaluation de la partie de la phase 1 déjà réalisée. À la fin du processus proposé, la Régie devrait se pencher sur la demande d'autorisation des phases 2 et 3. Le Distributeur s'oppose fermement à cette proposition au motif que le mode procédural proposé n'est pas du tout prévu par le cadre réglementaire se rattachant aux demandes d'investissement et ne fait aucunement référence aux critères d'évaluation prévus par le Règlement. SÉ-AQLPA justifie sa proposition en s'appuyant sur le modèle du dossier de renouvellement du mécanisme incitatif de Gaz Métro qui aurait procédé de manière semblable. Le Distributeur soumet que cette comparaison est sans pertinence, la demande de Gaz Métro n'étant pas une demande d'autorisation d'investissement faite en vertu de l'article 73 de la Loi. Le mode procédural que propose SÉ-AQLPA ressemble davantage au lourd processus d'une commission d'enquête qu'à une demande d'autorisation d'investissement, ce qui est contraire à la volonté d'allégement réglementaire maintes fois exprimée par la Régie.

SÉ-AQLPA propose aussi que des membres du public viennent témoigner lors d'une audience éventuelle pour faire valoir leurs plaintes (qualité du service lors de l'installation, service à la clientèle et autres) par rapport au Projet. Le Distributeur s'oppose fermement à cette proposition. Il existe déjà une procédure réglementaire établie (le processus de plaintes) pour permettre aux clients de se plaindre du service dispensé par le Distributeur. Encore une fois, l'intéressée propose un mode procédural, lourd et coûteux, qui n'est pas prévu par la Loi et le Règlement.

AHQ-ARQ

Le Distributeur s'oppose à la demande d'intervention d'AHQ-ARQ. Le Distributeur soumet qu'il y a lieu de douter de la représentativité de ces intéressées. Au paragraphe 14 de sa demande, AHQ-ARQ se contentent d'indiquer qu'elles exprimeront « les préoccupations de leurs membres à titre de consommateurs d'électricité ». Il s'agit de la seule allégation de la demande d'intervention sur ce point. Or, l'article 6 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* mentionne clairement que l'intéressé doit expliquer la nature de son intérêt et s'il y a lieu de sa représentativité. Le Distributeur soumet qu'une simple déclaration d'intérêt à titre de consommateur d'électricité est nettement insuffisante pour remplir les prescriptions du Règlement eu égard à une demande d'autorisation de phases subséquentes d'un projet dont la mise en place de l'infrastructure technologique a déjà été autorisée.

Le Distributeur note que l'ARQ-AHQ ne sont pas intervenues dans le cadre du dossier R-3770-2011, mais qu'elles soulèvent dans leur demande d'intervention exactement les mêmes questions que soulevait l'Union des municipalités du Québec (UMQ) lors de l'autorisation de la phase 1 du Projet. En l'absence de toute explication donnée par AHQ-ARQ sur leur intérêt au présent dossier, cette situation ne permet pas de conclure d'une quelconque façon à l'adéquation entre l'intérêt des membres des intéressées et l'élaboration sur les questions précises soulevées par l'analyste Marcel-Paul Raymond lors du dossier R-3770-2011 et dans la demande d'intervention.

De toute façon, les sujets soulevés par l'AHQ-ARQ, dont, par exemple, le calendrier de déploiement, l'objectif des gains d'efficacité ou la négociation des contrats d'approvisionnement, ont été traités en profondeur dans le cadre du dossier R-3770-2011. En particulier, l'intéressée souhaite déposer un rapport de M. Raymond portant sur les sujets déjà abordés au cours du dossier R-3770-2011, notamment le pourcentage des installations requérant plus d'une visite, les installations réalisées par le Distributeur, ainsi que le taux de maintenance et le remplacement prématuré des CNG. Les intéressées ne se cachent aucunement de vouloir refaire l'analyse économique du Projet (voir le para. 9 de sa demande) ainsi que les analyses de sensibilité à la lumière des données issues de la phase 1.

Le Distributeur rappelle que la demande d'autorisation d'investissement pour les phases 2 et 3 ne porte pas ni sur l'analyse économique du Projet dans son ensemble, ni sur une partie du Projet. L'analyse économique sert à la prise de décision pour le futur, et non pour vérifier l'exactitude d'estimations passées ou encore pour réaliser une analyse de sensibilité sur une situation passée. Il rappelle également que la Régie a rejeté les analyses économiques de M. Raymond et plutôt conclu que le Projet était justifié sur la base des analyses du Distributeur :

[311] La Régie retient de l'analyse économique que le Projet génèrera des gains d'efficacité de l'ordre de 201,9 M\$, actualisés en dollars de 2011.

[312] *Quant au renouvellement des investissements en TI et des équipements de télécommunication, la Régie est d'avis que la périodicité de réinvestissement utilisée par le Distributeur dans les analyses reflète une durée de vie utile basée sur des anticipations raisonnables.*

[313] *Au sujet de la volumétrie des compteurs, la Régie souligne que le Projet s'inscrit dans un contexte où il n'existe aucun historique suffisamment long portant explicitement sur l'implantation et la gestion à long terme d'un parc de CNG par un distributeur d'électricité. La Régie note que face à ce problème, le Distributeur a utilisé différentes sources d'informations et des résultats de balisages portant sur les expériences d'autres entreprises disposant de parcs de compteurs similaires à ceux du Projet pour construire le scénario IMA.*

[314] *Considérant l'état actuel des connaissances, la Régie est satisfaite de la preuve du Distributeur et des conclusions de ses analyses économiques.*

[315] *De plus, la Régie considère que les analyses économiques du Projet n'ont pas à intégrer des activités s'inscrivant dans le processus d'affaires habituel du Distributeur.*

[316] Ainsi, le remplacement de compteurs présentant des déficiences ou ne répondant pas aux normes de qualité s'inscrit dans le cadre des activités courantes du Distributeur en matière de gestion de la fiabilité de ses équipements. La Régie juge que les analyses économiques n'avaient pas à refléter des facteurs qui sont du ressort d'activités courantes du Distributeur ou découlant de facteurs externes au Projet.

[317] *La gestion de la qualité des infrastructures est une activité courante propre aux deux scénarios. De plus, cela ne crée pas de différentiel significatif aux fins des analyses économiques.*

[318] Même en admettant que la croissance du parc de compteurs due aux nouveaux abonnements puisse avoir un impact sur l'analyse économique du Projet en raison de l'écart entre le prix unitaire d'un compteur électronique et celui d'un CNG — l'UMQ réfère à ce sujet à un impact de 46 M\$ —, la Régie constate que le Projet continue de générer des gains d'efficacité plus importants que ceux du scénario de référence.

(Nous soulignons)

Ce sujet est donc épuisé. Par ailleurs, la Régie a reconnu que les analyses économiques jouent un rôle exclusivement prospectif. En ce sens, la démarche proposée de

M. Raymond de revoir l'analyse économique de la phase 1, ou encore d'analyser l'impact du retard de l'installation des premiers CNG de la phase 1, est sans pertinence.

OC

Le Distributeur demande à la Régie de rejeter la demande d'intervention d'OC ou subsidiairement de la baliser clairement.

L'intéressée OC souhaite obtenir davantage de renseignements sur le processus des plaintes. Le Distributeur réitère que ce sujet d'intervention est hors périmètre.

OC souhaite par ailleurs obtenir une mise à jour des analyses économique et financière du Projet à la lumière des données issues de la phase 1 et fournies par le biais des rapports trimestriels. Le Distributeur ne s'oppose pas à une intervention strictement sur le suivi trimestriel effectué, mais il rappelle que les analyses économique et financière du Projet ne doivent pas être effectuées de nouveau. Le Distributeur s'oppose fermement à toute intervention qui irait au-delà de cette balise.

Le Distributeur note également que l'intéressée n'émet aucune préoccupation particulière au sujet des coûts, des gains, de l'échéancier et du déploiement des CNG du suivi trimestriel sur la phase 1.

UC

Le Distributeur demande à la Régie de rejeter la demande d'intervention d'UC ou subsidiairement de la baliser clairement.

La mise en garde du Distributeur relative à la mise à jour des analyses économique et financière vaut également pour l'intéressée UC qui souhaite en faire de même..

Le Distributeur soumet que tous les autres sujets d'intervention proposés par UC sont soit étrangers à la compétence de la Régie ou bien déjà couverts dans le cadre du dossier R-3770-2011, comme les gains d'efficacité et ses préoccupations pour la sécurité des clients liés à l'interruption de service et la remise en service à distance (B-0029, page 31; B-0048, pages 28 à 32; C-UC-0045, pages 12 à 15 et 35).

UC voudrait soulever la question de la révision du Code de sécurité 6 (le « Code ») par la Société royale du Canada et ce, à la demande de Santé Canada. UC laisse entendre que cette initiative de Santé Canada aurait un lien quelconque avec l'implantation des CNG suite à la Décision de la Régie et que cette requête soulèverait un questionnement légitime.

Le Distributeur soumet qu'il n'en est rien. Au contraire, la requête de Santé Canada s'inscrit dans un processus de révision périodique du Code; la Société Royale du Canada (SRC) est impliquée dans le processus de révision depuis 1999. À la demande de Santé Canada en 1998, la SRC avait été mandatée pour produire un rapport exhaustif sur la question de l'impact des radiofréquences sur la santé humaine et de réviser le Code le cas échéant. Le rapport a été déposé en mars 1999. La conclusion de ce rapport était que le Code protégeait adéquatement les travailleurs et le public contre les effets thermiques du corps entier mais suggérait d'abaisser les seuils de durée ou d'intensité permise pour mieux assurer la protection contre les effets thermiques localisés. Quant aux effets non-thermiques, la SRC était d'avis que les effets biologiques rapportés n'étaient pas de nature à constituer un risque à la santé et ne suggérait pas de modifier le Code à cet égard. Le récent mandat qui a été confié à la SRC cet été, constitue la troisième mise à jour du Code, les versions antérieures datant de 1999 et 2009. Ainsi, contrairement à ce qu'allègue l'intéressée, la révision du Code s'inscrit dans un processus normal de révision, ce qui ne saurait justifier de remettre en question les conclusions de la Régie exprimées il y a tout juste un an sur ce sujet.

Le Distributeur soumet que tout « questionnement » en rapport à la révision du Code reviendrait à un réexamen de l'impact que pourrait avoir les radiofréquences sur la santé. Tel que mentionné plus haut, ce débat a été fait devant la Régie et celle-ci s'est prononcée de façon univoque. UC ne soumet aucune preuve qui suggère l'existence de nouvelles données sur les radiofréquences qui justifieraient de refaire ce débat. L'examen de cette question reviendrait également à débattre du caractère approprié de la norme imposée par le Code, ce qui est clairement étranger à la compétence de la Régie, comme elle l'a reconnu elle-même.

Autrement, UC souhaite aborder l'impact de l'adhésion à l'option de retrait sur la rentabilité du Projet. Il n'est pourtant pas utile d'ouvrir de nouveau un débat sur cette question. En effet, l'analyse a été établie sur la base d'un taux projeté d'adhésion à l'option de retrait de 1 %. Or, le dernier rapport de suivi trimestriel déposé par le Distributeur le 30 septembre dernier fait état d'un taux de 0,4 %, après l'installation de 636 000 compteurs.

Dans la même veine, UC souhaite évaluer l'impact sur les revenus requis des phases 2 et 3 sur la période de vie utile des équipements en utilisant un taux d'actualisation spécifique aux clients. Le Distributeur rappelle que cette analyse a déjà été effectuée dans le cadre du dossier R-3770-2011 et que la Régie n'a pas retenu la pertinence de celle-ci.

Le Distributeur note également que l'intéressée n'émet aucune préoccupation particulière au sujet des coûts, de l'échéancier et du déploiement des CNG du rapport trimestriel sur la phase 1 du Projet. Les motifs que donne l'intéressée à ce sujet sont vagues et insuffisants.

ACEFO

Le Distributeur demande à la Régie de rejeter la demande d'intervention de l'ACEFO ou subsidiairement de la baliser clairement.

La demande d'intervention de l'ACEFO porte sur plusieurs sujets déjà abordés plus haut. L'intéressée souhaite interroger le Distributeur relativement au processus de plaintes ainsi que relativement à l'impact de la fonctionnalité interruption/remise en service à distance sur la clientèle à faible et moyen revenu. Le Distributeur a déjà indiqué que le processus de plaintes est un sujet hors périmètre en ce qu'il n'est pas propre à une demande d'autorisation d'un projet d'investissement. Pour le second sujet, l'impact de la fonctionnalité pour les clients à faible et moyen revenu a déjà fait l'objet d'un débat dans le cadre du dossier R-3770-2011. Il est inutile de le refaire; même si l'interruption de service doit maintenant se faire à distance, le processus administratif d'interruption suit toujours le même protocole, comme cela a été expliqué en détails lors de l'autorisation de la phase 1.

L'ACEFO, tout comme le GRAME, souhaite également interroger le Distributeur sur la plus grande utilisation en régions éloignées des communications cellulaires au détriment des communications satellites en raison d'une meilleure couverture cellulaire. Le Distributeur tient à noter que l'utilisation de communications satellites prévue était minime de toute façon, auquel cas leur remplacement par des communications cellulaires, moins dispendieuses, ne saurait avoir un impact appréciable.

Enfin, l'ACEFO voudrait interroger le Distributeur sur le « suivi serré » qu'il effectue par rapport aux risques associés au Projet. Les motifs que donne l'intéressée à ce sujet sont vagues et insuffisants.

Le Distributeur note également que l'intéressée n'émet aucune préoccupation particulière au sujet des coûts, des gains, de l'échéancier et du déploiement des CNG du rapport trimestriel sur la phase 1 du Projet.

Demande prioritaire du Distributeur

En conclusion, le Distributeur souhaite traiter des aspects procéduraux liés à sa demande prioritaire visant quelques régions qui feront l'objet de la phase 2. Tel qu'indiqué dans le document B-004 soumis par le Distributeur, il est essentiel qu'il puisse installer les équipements de télécommunication (routeurs et collecteurs) au début de 2014 pour être en mesure d'installer les CNG de la phase 2 au troisième trimestre de 2014 et ainsi éviter un bris dans la cadence de l'installation des CNG. L'attente d'une décision finale de la Régie pour débiter ce travail préliminaire aurait pour résultat d'interrompre le déploiement de l'IMA prévu à la phase 2. Outre le délai dans la réalisation des gains d'efficacité attendus, une telle interruption entraînera une hausse appréciable des coûts

relatifs à l'embauche de main-d'œuvre et au maintien des activités, en plus de délais additionnels dans l'échéancier. Plus particulièrement, ces coûts additionnels pourraient être de l'ordre de 2 millions \$ par mois d'attente excluant les coûts liés au redémarrage du Projet. Le Distributeur soumet respectueusement que les coûts engendrés par les délais seraient supérieurs aux coûts de mise en place des équipements de télécommunication, lesquels sont estimés à environ 6,4 M\$ pour les six premiers mois de 2014.

Le Distributeur tient à noter qu'à l'exception de SÉ-AQLPA, aucune des intéressées ne s'oppose d'emblée à la demande prioritaire. Le Distributeur tient à répondre à l'objection de SÉ-AQLPA, et à l'objection partielle du GRAME à l'effet que selon eux, une telle demande aurait dû être faite avant l'automne 2013. Or, selon le Distributeur, il était incontournable de déposer son rapport trimestriel du 30 septembre 2013 avant sa demande prioritaire et ce, au plus grand avantage de la Régie et des intervenants. En effet, le Distributeur souhaitait que la Régie ait les données pertinentes et complètes afin qu'elle prenne une décision rapide et éclairée sur la demande prioritaire. D'ailleurs, il importe de souligner que l'analyse de ce suivi trimestriel démontre, sans équivoque et de façon probante, que le déploiement des CNG de la phase 1 se déroule conformément aux attentes élevées du Distributeur et au Projet qui a été présenté dans le dossier R-3770-2011.

Avec égards, le Distributeur réitère qu'il souhaite une décision sur sa demande prioritaire d'ici la mi-décembre 2013. Le Distributeur est conscient que le délai est court mais croit que sa demande n'est pas irréalisable, d'autant plus que très peu de préoccupations spécifiques à sa demande d'autorisation des phases 2 et 3 du Projet ont été exprimées par les personnes intéressées comme établi précédemment.

Le Distributeur soumet également, qu'une fois exclus les sujets de la phase 1 que les intéressées souhaitent réexaminer et les sujets qui ne sont pas de la nature d'une demande d'autorisation d'un projet d'investissement ou de son suivi, il ne reste que la preuve au dossier et le suivi trimestriel à étudier. Le Distributeur réitère également que l'article 25 de la Loi ne prévoit pas la tenue d'une audience publique pour les demandes d'autorisation de projets d'investissement.

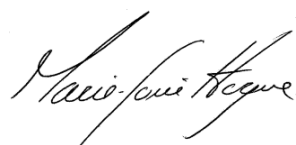
Considérant cette situation, le Distributeur soumet, à l'encontre des souhaits exprimés par certains intervenants, qu'il est contre-indiqué de convoquer une audience publique dans le présent dossier. Les questions pertinentes à débattre, en conformité avec les décisions précitées de la Régie, sont limitées et bien circonscrites et l'examen sur dossier de la présente demande apparaît être le traitement procédural approprié, ne compromettant aucunement les droits des intervenants qui seront reconnus. Ce mode procédural, que la Régie devrait privilégier, lui permettrait de rendre une décision rapide et en temps opportun de façon à ne pas compromettre le déploiement des phases 2 et 3 et ne pas affecter ni les gains d'efficience attendus, ni les coûts prévus du Projet.

Le Distributeur est justifié de présenter en faits et en droit les demandes d'autorisation relatives au déploiement des CNG dans les phases 2 et 3 conjointement. Tel que soumis en preuve, le Distributeur souhaite avoir toute la flexibilité nécessaire dans sa gestion afin de déployer simultanément les CNG des phases 2 et 3 lorsqu'il estimera que les conditions de nature opérationnelle l'exigent. Le Distributeur tient à souligner que le déploiement des CNG de la phase 1 réalisé à ce jour lui a permis de constater les limites opérationnelles d'un déploiement dans une zone restreinte. Cette demande est justifiée et conforme à la volonté d'allégement réglementaire maintes fois exprimée par la Régie. En aucun cas les clients du Distributeur en subiront un préjudice, bien au contraire, car le Distributeur soumet qu'il espère que cette stratégie de déploiement, lui permettra de réduire, sinon de respecter, les coûts prévus pour les phases 2 et 3.

En conclusion, le Distributeur réitère qu'il souhaite que la Régie identifie clairement les sujets du présent dossier et encadre les interventions en rejetant tout sujet non pertinent à la demande et toute intervention non ciblée. Le Distributeur se réserve tous ses droits de commenter les budgets de participation déposés par les intervenants qui auront été reconnus en fonction des sujets qui auront été circonscrits par la Régie.

Je vous prie d'agréer, chère consœur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Heenan Blaikie S.E.N.C.R.L., SRL



Marie-Josée Hogue

MJH/sm

HBdocs - 16027610v1

ⁱ *Industrie Canada, Informations à l'intention des exploitants de systèmes radio à modulation numérique dans les bandes de fréquences radioélectriques exemptes de licence, Circulaire 67, mai 2009, pages 6 et 8.*