

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL**

**DOSSIER : R-3770-2011
(PHASE 1 LAD)**

HYDRO-QUÉBEC
demanderesse

ET

UNION DES CONSOMMATEURS
Intervenants

**DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
POUR RÉALISER LE PROJET LECTURE À DISTANCE PHASE 1**

**ARGUMENTATION DE
UNION DES CONSOMMATEURS**

PRÉAMBULE et contexte

UC est un organisme qui, en lien avec ses groupes membres, a pour mission de représenter les intérêts et défendre les droits collectifs des consommateurs notamment ceux à faible et modeste revenu. À ce titre UC s'implique de près dans les questions liées à l'énergie que ce soit au niveau de l'efficacité énergétique, des modalités de plaintes, d'ententes de paiement et de recouvrement, de la justification et de la rentabilité de projets et de leurs impacts sur la clientèle que UC représente, de développement durable, de la restructuration et la réglementation du secteur de l'énergie et de la fixation des tarifs. C'est à ce titre que UC est intervenu au présent dossier et s'est penché sur la justification, la rentabilité et les impacts sur la clientèle du projet soumis par le Distributeur dans le présent dossier (projet LAD phase 1).

Le 30 juin 2011, le Distributeur dépose auprès de la Régie une demande en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) afin d'être autorisé à remplacer les compteurs existants par des compteurs de nouvelle génération et à mettre en place des technologies de l'information (TI) et une infrastructure de mesurage avancée (IMA) sur la période 2010-2017.

¹ L.R.Q., c-6.01.

Dans sa décision D-2011-124 (page 9 para 28) La Régie rappelait qu'elle «*étudie le projet du Distributeur et non un projet hypothétique ou alternatif*».

Dans cette même décision, la Régie identifiait les questions suivantes comme étant pertinentes à l'analyse du dossier :

- «
- *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? »²*

La Régie précise également qu'elle «*devra tenir compte du fait que cette demande porte sur la première phase d'un projet prévu en trois phases et que certaines effets de la première phase du projet pourraient devenir ultérieurement inéluctables*»³ (nos soulignés)

Finalement, la Régie précise : «*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» »⁴.*

Dans sa demande d'intervention, UC annonçait vouloir traiter entre autres des sujets suivants :

«a. L'échéancier du Projet :

UC entend examiner si l'échéancier proposé est optimal considérant entre autres : l'abolition de plus de 700 postes, le coût de réaffectation de personnel prévu de 31 M\$ (HQD-1, document 1, page 30) et le fait que 55 % des compteurs existants qui seraient remplacés n'ont pas atteint la fin de leur durée de vie utile;

b. La minimisation des coûts :

² D-2011-124, p. 9, par. 29.

³ D-2011-124, p. 12, par. 39.

⁴ D-2011-124, p. 13, par. 42.

UC entend examiner la valeur réelle des compteurs présentement en place n'ayant pas atteint la fin de leur durée de vie utile, la perte réelle encourue par leur enlèvement, et leur valeur de revente et le pourcentage pouvant être réutilisé par le Distributeur;

c. Comparaison économique

UC entend demander au Distributeur de présenter un tableau complet montrant les valeurs annuelles de chacun des items identifiés au tableau 7 de HQD-1, document 1, de même que la valeur unitaire réelle des compteurs, c'est-à-dire de tous les coûts qu'ils engendrent et leurs fondements. Le tableau devra inclure également tous les bénéfices économiques qui selon le Distributeur en découleront et leurs fondements, afin de pouvoir analyser et se prononcer sur le rapport coûts-bénéfices économiques de même que leur répartition dans le temps. De plus, le Distributeur devrait être requis d'indiquer, pour les deux scénarios analysés, la durée de vie résiduelle du parc de compteurs à l'horizon 2031. . Ces informations permettront à UC de tirer diverses conclusions et de formuler des recommandations relativement à l'échéancier, la validité des coûts et bénéfices suggérés et l'appariement dans le temps des coûts et des bénéfices;

d. Impact tarifaire

UC entend examiner et demander au Distributeur de présenter un tableau des impacts positifs et négatifs escomptés sur les revenus requis et les tarifs qui en découlent pour chacune des années jusqu'en 2031, examiner la durée de vie utile des nouveaux compteurs, examiner les conséquences résultant de la fin de vie utile des nouveaux compteurs qui surviendra en même temps pour tous les équipements et les impacts que cela pourrait occasionner, et si ceux-ci ont été pris en compte dans l'analyse économique du Distributeur. UC entend également examiner la question de l'amortissement et de la radiation de la valeur des équipements qui seront remplacés;

f. Détermination de l'approche optimale pour la minimisation des coûts

UC entend vérifier dans le présent dossier si la stratégie d'implantation du projet et de traitement de ses coûts constitue l'approche optimale qui permette de limiter les coûts à récupérer dans les tarifs, et d'allouer ceux-ci aux bonnes générations de clients. UC soumettra à la Régie des recommandations afin de satisfaire cet objectif;

g. Impact sur les conditions de service et les pratiques en matière de recouvrement, d'interruption de service et de remise sous tension

En ce qui concerne l'annonce du Distributeur à l'effet que ce projet permettra l'abolition de 102 postes liés à l'activité d'interruption et remise en service associée au processus de recouvrement, UC entend questionner le Distributeur afin de connaître les impacts que de telles abolitions auront sur la clientèle à faible et modeste revenu, et sur les pratiques en matière de recouvrement : i.e de quelle manière le service de recouvrement auprès de cette clientèle sera-t-il affecté, quelles informations seront transmises, quelles communications y aura-t-il avec la clientèle et de quelle manière, avant d'effectuer une interruption pour défaut de paiement.

Comment le Distributeur s'assurera-t-il notamment :

- que l'interruption de service ne met pas en danger un ou des occupants des lieux desservis;*
- que les sommes réclamées n'ont pas été payées dans les 48 h avant l'interruption (la saisie des données de paiement prend 48 h, mais présentement le client peut présenter une preuve de paiement à l'agent de recouvrement et éviter l'interruption de service);*
- qu'une entente de paiement n'a pas été conclue dans les heures précédant l'interruption.*

UC présentera ses recommandations et conclusions relativement à ces problématiques.

UC souligne la particularité et la spécificité de ce dossier tant par l'importance des investissements qu'il implique, tel que souligné dans le cadre du dossier R-3723-2010 :

«Cependant, le Distributeur souligne qu'il fait face pour la première fois à des coûts largement supérieurs à 10 M \$ uniquement pour les étapes préparatoires d'un éventuel projet»⁵.

que par la nature du projet lui-même qui implique selon la demande du Distributeur le changement complet au cours d'une période relativement brève de tout son parc de compteurs, par une technologie qui ne lui est pas familière tel qu'exprimé par le Distributeur en audience :

«Nous sommes conscients qu'on est en train de quand même remplacer trois point huit millions (3,8 M) de compteurs. Une activité qui n'a jamais été réalisée dans un contexte de cinq ans avec une technologie qui est mature, robuste, mais qu'on apprivoise au niveau du pilote»⁶.

et par la modification de l'offre de service présentement en vigueur au niveau de la relève, de l'interruption et la remise en service puisque ces activités se feront désormais à distance.

⁵ Dossier R-3723, D-2010-078, p. 6, par. 14.

⁶ R-3770-2011, Notes sténographiques du 23 mars 2012, Vol. 6, p. 30, lignes 9 à 14.

Bref, ce projet implique le passage à une technologie nouvelle, qui, si il est autorisé, demandera au Distributeur des ajustements et un nouvel apprentissage quant à ses façons de faire, entre autres, au niveau de la relève, de l'interruption de service et de la remise en service.

Les clients devront également s'ajuster et accepter ces nouveaux modes de fonctionnement et de livraison du service. Bref «*UC considère que le projet LAD n'est pas un projet ordinaire ou typique du Distributeur*»⁷, et est particulièrement préoccupé par l'impact de ce projet sur la clientèle résidentielle et la répartition des avantages, coûts et bénéfices entre le Distributeur et la clientèle.

En effet si la Régie devait approuver ce projet sans aucune réserve c'est la clientèle qui en assumera tous les coûts et les risques par le biais des tarifs.

INTRODUCTION

La présente demande vise l'approbation de la phase 1, d'un projet (le projet LAD) beaucoup plus englobant soit le remplacement, en 3 phases, de 3,75 millions de compteurs, par des compteurs de nouvelles génération (bidirectionnel) et la mise en place des technologies de l'information (TI) d'une infrastructure de mesurage avancée (IMA).

Le calendrier d'implantation soumis par le Distributeur est le suivant :

- 2010-2012 - Mise en place de TI de l'IMA
- 2012-2013 - Remplacement des compteurs région 1 (1,7 million)
- 2014-2015 - Remplacement des compteurs région 2 (1,7 million)
- 2016-2017 - Remplacement des compteurs région 3 (0,4 million)⁸

Le déploiement de la Phase 1 est donc prévu sur une année à compter de son autorisation. Le déploiement complet du projet est prévu sur 5 années.

Le coût total du projet LAD serait de 997 M\$, soit 82 M\$ pour les travaux d'implantation des TI et 915 M\$ pour l'acquisition, l'installation et l'exploitation des compteurs de nouvelle génération⁹ (avec communication bidirectionnelle).

Toutefois, dans le cadre du présent dossier (phase 1), le Distributeur demande l'autorisation de réaliser les travaux de mise en place des TI de l'IMA et de procéder au remplacement des compteurs de la Région 1. Le coût de ces travaux serait de 440 M\$.

Les objectifs du Distributeur sont : la pérennité du parc de compteur, des gains d'efficience par l'automatisation de la lecture de la consommation, l'interruption et la remise en service à distance et finalement la possibilité d'évolution technologique qui

⁷ R-3770-2011, Notes sténographiques du 5 avril 2012, Vol. 13, p. 49, lignes 21 à 23.

⁸ HQD-1, doc. 1, p. 7.

⁹ HQD-1, doc. 1, p. 8.

permettrait éventuellement d'offrir de nouveaux services aux clients et de mettre en place des mesures de gestion du réseau.

De fait, le Distributeur prévoit, au niveau des ressources humaines, réduire les coûts actuels de la relève par l'abolition de 726 postes¹⁰. Les activités et tâches effectuées présentement par des ressources humaines seraient à l'avenir effectuées par des infrastructures, (infrastructure de mesurage avancé), des frais d'exploitation sont donc remplacés par des investissements sur lesquels le Distributeur retirera un rendement¹¹.

Le remplacement complet du parc de compteur implique que des compteurs qui n'ont pas atteint leur fin de durée de vie utile seront retirés. Selon le Distributeur, le remplacement des compteurs existants entraîne des charges d'amortissement accélérées et de radiation de 160,1 M \$¹².

UC a en conséquence traité dans sa preuve des éléments suivants que nous couvrirons dans la présente argumentation :

- le rythme de déploiement du projet,
- la possibilité d'évolution des équipements et risques,
- l'interruption et la remise en service,
- le contexte nord-américain des smart grid,
- l'analyse économique,
- les impacts sur le revenu requis,
- l'acceptabilité sociale du projet,
- les phases 2 et 3,
- le contexte législatif.

1. RYTHME DE DÉPLOIEMENT DU PROJET

Dans sa preuve et dans son témoignage en audience, le Distributeur indique qu'il doit procéder au remplacement massif des compteurs, par régions et sur 5 ans. Il nous dit qu'il requiert une masse critique de compteurs et une concentration des nouveaux équipements (routeurs et collecteurs) dans une zone géographique donnée, car autrement «*la lecture des compteurs de nouvelle génération ne pourra se faire à distance*»¹³. Pourtant lorsque questionné par UC sur la concentration d'équipement requise, il répond que «*la demande dépasse le cadre du présent dossier*»¹⁴, questionné plus précisément en audience, relativement à la marge de retrait possible (trou dans la concentration) qui puisse subvenir, sans impacts sur les coûts du déploiement du projet il confirme qu'un retrait de 1 à 2 % n'aurait pas d'impact, mais il reconnaît ne pas avoir calculé la marge maximale possible.¹⁵

¹⁰ HQD-1, doc. 1, p. 17, cette donnée couvre les 3 phases du projet LAD et non la phase 1.

¹¹ Preuve de UC, Rapport d'analyse de Paul Paquin, p. 15.

¹² HQD-2, doc. 1, p. 30, cette donnée vise les 3 phases du projet LAD et non la phase 1.

¹³ HQD-2, doc. 1, p. 5.

¹⁴ HQD-4, doc. 11, p. 34.

¹⁵ Notes sténographiques du 20 mars 2012, Vol. 3, p. 73.

UC croit qu'il aurait été important d'évaluer la concentration requise des équipements afin entre autres de permettre de conserver, à tout le moins partie, des compteurs n'ayant pas atteint leur fin de vie utile et d'éviter ainsi leur radiation et amortissement accéléré, réduisant en conséquence les frais qui en découlent. Selon UC cette façon de déployer le projet en prenant en considération la concentration d'équipement requise pourrait permettre le déploiement du projet sur 5 ans, mais exclurait le remplacement précipité de tous les compteurs en place.

En effet lorsque requis dans une demande de renseignements de quantifier les gains perdus vs les coûts générés par le remplacement des compteurs dont la durée de vie n'est pas échue, le Distributeur répond sans préciser et prendre en considération les coûts générés par le remplacement des dits compteurs.¹⁶

UC soumet que dans ces circonstances bien que le Distributeur affirme que le remplacement de tous les compteurs est la solution la plus économique¹⁷ il n'en a pas fait la démonstration. Il n'a pas non plus démontré la nécessité de ce remplacement total sans «trou».

Notons que, le retrait de tous les compteurs présentement installés a un impact sur les ressources humaines, soit l'abolition de 726 postes d'ici 2018 (période de déploiement des 3 phases du projet). Le Distributeur évalue à 31 M \$ les coûts de réaffectation et estime que 32 % des 726 postes,¹⁸ soit 232 employés seront éligibles à la retraite. Mais il ne présente pas les coûts des dites retraites ou retraites anticipées qui se produiraient.

Le distributeur soutient cependant qu'au terme du déploiement de son Projet LAD (les 3 phases) (2018), il prévoit réaliser des gains de 81,3 M \$ / an, dont 62 M \$ (76 %) provenant de la réduction de la masse salariale : 603 postes relève / 102 postes interruption-remise en service-recouvrement / 21 postes SALC-facturation. HQD espère n'avoir à relocaliser qu'environ 300 de ces 726 employés.¹⁹

Sur ce point, UC souligne que, considérant le temps de déploiement requis pour compléter les trois phases du projet LAD, il est peu probable que la réduction de 726 postes visée puisse se réaliser d'ici 2017. De plus, la période de transition vers l'automatisation des processus de relève et facturation sur l'ensemble du territoire pourrait même faire augmenter le nombre d'appels à traiter aux SALC-facturation-recouvrement.

Finalement, même si les gains annuels récurrents de 81,3 M \$ prévus par HQD se concrétisaient, ils surviendront en 2018, soit au moment de la fin de vie comptable des

¹⁶ HQD-4, doc. 11, p. 18, et Preuve de UC, Rapport d'analyse de Paul Paquin, p. 4.

¹⁷ HQD-4, doc. 11, p. 18.

¹⁸ HQD-1, doc. 1, p. 17.

¹⁹ HQD-1, doc. 1, pp. 31 et 37.

TI (MDMS et frontal d'acquisition) dont les coûts de renouvellement éventuel ne font pas partie du scénario économique.²⁰

Sur la base des informations disponibles, UC a également conclu dans sa preuve que : « *les gains attendus sur la période deux mille douze, deux mille deux sept (2012-2017) ne permettent pas de compenser les coûts encourus par un déploiement rapide du remplacement des compteurs* »²¹, puisque, en dollars actualisés 2012, les gains seraient de 167 M \$ mais les coûts seraient d'au moins 175 M \$.

UC souligne que la Régie a questionné le Distributeur à savoir en quoi le fait que plus de 45 % des compteurs ait plus de 25 ans justifie de remplacer la totalité du parc de compteur en 5 ans, ce à quoi le Distributeur répond « *si la concentration d'équipement requise n'est pas respectée, la lecture des compteurs de nouvelle génération ne pourra se faire à distance* ». ²² Toutefois jamais dans sa preuve le Distributeur n'a-t-il établi quelle est la concentration requise, il appert même qu'il ne l'a pas évaluée. Lorsque questionné en audience « (...) *avez-vous évalué la mesure du trou qu'on pourrait avoir ? (...) mais si on a un ou deux pourcents (1 %-2 %), déjà on a un trou. Est-ce qu'on peut aller à cinq pour cent (5 %) puis quand même fonctionner* »²³, le distributeur ne répond pas à la question et se contente d'indiquer « *Non, regardez, ce n'est pas le projet* »²⁴. Il indique que le déploiement accéléré serait une condition essentielle à la concrétisation des gains d'efficacité, mais il n'établit pas dans sa preuve de comparaison justificative par rapport à un remplacement moins accéléré des compteurs. Le Distributeur indique également en réponse à une demande de la Régie qu'il n'a pas envisagé de déployer la technologie LAD sur une période plus longue soit 10 ou 15 ans.²⁵

Par contre, UC note que les contrats pour la fourniture des nouveaux compteurs, qui sont basés sur des livraisons pendant 6 ans peuvent être prolongés sur 2 années de plus²⁶. Ceci permettrait à tout le moins, un déploiement, et un remplacement des compteurs dont la durée de vie n'est pas atteinte sur 8 ans, plutôt que 5 réduisant ainsi les charges accélérées d'amortissement et radiation.

UC en conclut qu'il est légitime de s'interroger à savoir si le rythme de déploiement du remplacement des compteurs sur une période de 5 ans est la solution optimale. Entre autres, parce que la concentration requise des équipements pour obtenir des gains relatifs à la relève n'a pas été précisée et que la concentration d'équipement requise pour faire la relève à distance ne semble pas être connue du Distributeur.

²⁰ Notes sténographiques du 5 avril 2012, Vol. 13 p. 67 et suivantes.

²¹ Notes sténographiques du 5 avril 2012, Vol. 13 p. 42.

²² HQD-2, doc. 1 p. 5;

²³ Notes sténographiques du 22 mars 2012, Vol. 5, p. 287.

²⁴ Notes sténographiques du 22 mars 2012, Vol. 5, pp. 287-288.

²⁵ HQD-2, doc. 1, p. 8.

²⁶ Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, p. 11.

D'autre part dans son analyse le Distributeur n'a envisagé et analysé aucun scénario de déploiement autre que sur 5 ans .²⁷

UC soumet qu'il est nécessaire d'analyser, sur le plan économique, un scénario qui minimise les coûts de radiation et d'amortissement accéléré ainsi que les coûts de réaffectation et de retraite anticipée pour les postes abolis et de comparer ces coûts aux gains escomptés. Or seul le Distributeur détient les informations pertinentes pour effectuer ces analyses, ce qu'il a choisi de ne pas faire.

Ces informations pertinentes étant absentes du dossier, UC soumet que le projet tel que soumis ne peut être approuvé.

2. POSSIBILITÉS D'ÉVOLUTION DES ÉQUIPEMENTS

Risques technologiques et économiques

En audience le Distributeur indique que depuis 2004, soit 8 ans, il «*installe des compteurs électroniques radiofréquences pour la clientèle résidentielle*»²⁸ et à peu près 800 000 de ces compteurs auraient déjà été installés²⁹. Ces compteurs communiquent de manière unidirectionnelle. En 2008-2009, soit 4 ans après l'adoption du compteur AMR (compteur qui est lu par un ordinateur de main), le Distributeur procède à une nouvelle évaluation des technologies et amorce le virement de technologie qui mènera à la présente demande.

«Et c'est en deux mille huit, deux mille neuf (2008-2009), lorsqu'on a revisité le marché pour voir où en était rendu le marché que là, qu'on a constaté, confirmé que le standard est devenu l'IMA et donc le compteur de nouvelle génération.

C'est là, à ce moment –là, qu'on a abandonné le choix d'aller vers l'AMR et d'aller plutôt vers le compteur de nouvelle génération»³⁰

UC constate donc que l'évolution rapide des nouvelles technologies aura eu pour conséquence qu'en l'espace de 5 années le Distributeur qui, avait opté en 2004 pour une technologie a modifié, à relativement brève échéance, son choix pour aller vers une autre technologie. Pour UC la problématique ne se situe pas au niveau de l'évolution des choix du Distributeur selon l'évolution des technologies mais plutôt, dans le contexte où le Distributeur décide de modifier tout son parc de compteur et ses façons de faire sur une brève période e, sur le fait que des coûts importants seront encourus et sur les risques que comporte le processus d'implantation de telles décisions. UC est

²⁷ Notes sténographiques du 20 mars 2012, Vol. 3, pp. 183 et 184.

²⁸ Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, p. 10.

²⁹ Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, p. 10.

³⁰ Notes sténographiques du 23 mars 2012, Vol. 6, pp. 45 et 46.

donc préoccupé parce qu'ultimement ce sont les consommateurs qui assumeront les coûts de ces risques et de ces choix. UC soumet qu'il y a «*un niveau élevé de risques d'obsolescence prématurée*»³¹ comme ce fut le cas pour les compteurs de première génération installés depuis 2004 par le Distributeur.

Considérant le caractère récent des investissements dans les projets de compteurs de 2^e génération avec IMA, et vu que le déploiement de la plupart de ces projets est à peine complété, UC conclut qu'il est impossible d'attester de la robustesse et de la pérennité des TI sur la base d'un historique si court, ni de quantifier les risques d'obsolescence technologique au-delà d'un horizon de 5 ans, pas plus que les coûts éventuellement associés au renouvellement et aux mises à niveau des TI et systèmes informatiques.³²

Tel que souligné par UC dans sa preuve³³ le projet du Distributeur s'inscrit dans une tendance continentale, mais il se démarque par son caractère ambitieux, tant en ce qui concerne le nombre total de compteurs que la proportion (soit 100 %) du parc qui sera remplacée. Ce constat est d'autant plus frappant lorsque l'on considère, qu'alors que les projets américains bénéficient d'une contribution financière fédérale jusqu'à un maximum de 50 % de leurs coûts totaux, les investissements envisagés par le Distributeur seront entièrement à la charge des clients, y inclus les dépassements «*(...) dans le cas d'un éventuel dépassement des coûts du projet LAD au-delà des taux de contingences prévus, le Distributeur présentera à la Régie les explications requises et demandera la récupération de l'ensemble des coûts dans ses tarifs conformément au cadre réglementaire applicable*»³⁴.

On constate que, bien que le Distributeur affirme tant dans sa preuve que tout au long des audiences qu'il a «*réduit les risques à des niveaux bien en deçà de ceux habituellement observés dans ce type de projet*»³⁵ et «*on est en présence d'un projet qui d'un point de vue est à faible risque*»³⁶. En réponse à une question de la Régie en audience a savoir, s'il a «*pensé à des moyens d'allouer les risques et à l'entreprise et à la clientèle de façon différente (...) vous engager auprès de la Régie à respecter un budget ferme, en assumant les dépassements de coûts au-delà de vos contingences ?*»³⁷ Le Distributeur réfère à la réponse ci-haut mentionnée, refuse la proposition de la Régie et indique que selon lui «*s'il y en a un (projet) qui se qualifierait hypothétiquement pour ce type d'engagement là c'est celui-ci*»³⁸ il ajoute «*parce qu'il y a quatre-vingt-deux pour cent des contrats sont fixes*»³⁹ mais maintient son refus d'en partager dès maintenant les risques avec ses clients.⁴⁰

³¹ Preuve de UC, Mémoire de UC préparé par Jean-François Blain, p. 9.

³² Notes sténographiques du 5 avril 2012, Vol. 13, pp. 63 à 67.

³³ Preuve de UC, Mémoire de UC préparé par Jean-François Blain, aux pp. 7 à 9.

³⁴ HQD-2, doc. 1, réponse du Distributeur à la question 9.5 de la Régie.

³⁵ HQD-4, doc. 2, p. 5 ; voir également Notes sténographiques du 19 mars, Vol. 2, pp. 60 et 61.

³⁶ Notes sténographiques du 19 mars, Vol. 2, p. 62.

³⁷ Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, pp. 233 et 234.

³⁸ Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, p. 236.

³⁹ Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, p. 237.

⁴⁰ Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, p. 236, lignes 12 à 15 et p. 238 ligne 8.

Pourtant, le témoin M. Lafeytaud précise que la technologie MDMS comporte des risques, car elle n'a pas atteint sa maturité et qu'il est important «*de surveiller et bien cadrer l'évolution du périmètre des fonctionnalités visées de façon à ne pas déstabiliser la technologie en question*». Ceci est un exemple frappant des risques que les nouvelles technologies peuvent comporter, et ce, même si plus de 80 % des coûts immédiats sont garantis par contrat, car la gestion de cette technologie incombe en grande partie au Distributeur, elle est nouvelle et comporte des risques.

Bref, tel que mentionné par le témoin Paul Paquin lors de la présentation en audience de la preuve de UC «*que la réalisation du projet IMA présente des risques plus élevés que le simple remplacement des compteurs comme cela se fait régulièrement à la fin de la vie utile des équipements ou en cas de défaillance*»⁴¹. Ces risques se situent entre autres au niveau du déploiement, au niveau de la technologie et au niveau de l'acceptabilité sociale.

UC soumet respectueusement qu'il serait raisonnable dans le contexte d'un projet aussi important que certains risques soient assumés par le Distributeur, surtout dans le contexte où, il indique avoir minimiser ceux-ci au maximum. Rien dans la loi de la Régie ne lui interdit de volontairement assumer partie des coûts d'un projet, incluant les dépassements des budgets prévus et autorisés initialement.

Considérant les dispositions contractuelles prévues par HQD, la proportion significative des coûts totaux du Projet qu'elle affirme avoir fixés, et considérant les taux de contingences de 15 % sur les investissements TI et de télécom et de 12 % sur le coût (interne) d'installation des compteurs, les investissements *autres* et les charges d'exploitation qu'elle a également prévus⁴²,

UC recommande à la Régie de limiter les risques que seraient susceptible d'encourir les clients du Distributeur en cas de dépassement des budgets prévus pour le Projet en déterminant un niveau maximum de contingences au-delà duquel Hydro Québec aurait à assumer seul tout excédent de coûts par rapport à ses prévisions initiales.

⁴¹ Notes Sténographiques du 5 avril 2012, Vol. 13, pp. 50 et suivantes.

⁴² B-0006, HQD-1 doc1, p. 36 et B-0011, HQD-2 doc 1, p. 26 et suivantes.

3. INTERRUPTION ET REMISE EN SERVICE, Fonctionnalités futures

Fonctions branchement débranchement, livraison, coûts et bénéfices

Le projet dont le Distributeur demande l'approbation permettra la lecture à distance des relevés de consommation des clients. Bien que les compteurs IMA puissent donner ouverture à l'utilisation de diverses fonctions, le Distributeur ne demande, dans le cadre du présent dossier, l'approbation que d'une seule fonction soit celle de l'interruption et la remise en service outre évidemment la lecture à distance.

Il est également important de noter que pour le moment, seule la fonction *interruption* a été testée et sera mise en application lors du déploiement du projet. En effet la fonction *remise en service* ne serait pas en fonction avant un an suite au déploiement. Les gains qui pourraient être attribuables à cette fonction ne devraient donc pas être pris en considération pour le moment. Or ceux-ci ne sont pas identifiés séparément dans la preuve du Distributeur.

Globalement, par l'automatisation de l'interruption et de la remise en service, le Distributeur prévoit réduire sa masse salariale de 10,5 M \$, soit 13 % des 81 M \$ de gains annuels récurrents⁴³.

Par ailleurs, celui-ci nous indique en audience «*Il faut revoir nos processus d'affaires à l'interne et c'est pour ça qu'on dit que la livraison de la fonctionnalité débranchement va être prévue vers la fin de l'année et celui du branchement pour la fin deux mille treize (2013)*»⁴⁴. Par contre bien que les fonctions (branchements débranchement) aient été testées (alors que les audiences étaient en cours) les processus pour les exécuter n'ont pas été évalués, puisque les tests se sont faits chez des employés d'Hydro-Québec.⁴⁵

Le Distributeur a également souligné que la fonction branchement était plus complexe que celle du débranchement : «*Rebrancher le client à distance requiert des processus, là, il faut appeler le client. Est-ce que vous êtes dans le local, avant de faire le rebranchement, rassurer qu'il n'y a pas d'équipements qui sont en marche, il n'y a pas de génération additionnelle. C'est plus complexe comme remise en fonction que juste débrancher, hein ! donc c'est pour ça qu'on priorise un par rapport à l'autre*».⁴⁶

Or, nous avons appris lors des audiences que les fonctions Branchement/débranchement ne sont pas un standard sur les compteurs de nouvelle génération, mais une option qui a un coût⁴⁷. Le Distributeur précise également que le coût supplémentaire de cette fonction serait de 16% à 30% du prix du compteur⁴⁸. Or, le prix des compteurs n'a pas été révélé aux intervenants et il appert que le coût de cette

⁴³ B-0029, HQD-3 doc 2, réponse engagement No. 17.

⁴⁴ Notes sténographiques du 22 mai 2012, Vol. 18, p. 74.

⁴⁵ Notes sténographiques du 22 mai 2012, Vol. 18, p. 177.

⁴⁶ Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, pp. 181 et 182.

⁴⁷ Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, pp. 185.

⁴⁸ Engagement 14.

fonction n'est pas non plus identifié au contrat, la marge est donc très large et dans le contexte actuel il est donc impossible de savoir si cette fonction est rentable ou non.

Chose certaine, elle ne présente aucun avantage pour le client qui devra de toute façon être présent chez lui.

UC constate également qu'une utilisation de cette fonction, qui aurait pu s'avérer avantageuse pour les clients est hors du périmètre du présent dossier et n'a pas été considérée⁴⁹. Il s'agit de la gestion des pannes afin par exemple que les clients puissent bénéficier de l'usage intermittent, par rotation du service d'électricité, lors de pannes principalement en hiver et de la remise sous tension progressive en cas de panne pour éviter un «surge»⁵⁰.

Enfin, en réponse à la demande d'engagement No 3 de UC, le Distributeur n'a pas indiqué la valeur des frais d'interruption de service qu'il a facturés en 2011. UC remarque également que HQD n'a proposé aucune modification des frais prévus à ses *Conditions de service* dans l'éventualité de l'automatisation de cette fonction, ni dans le présent dossier, ni dans sa demande R-3788-2012. Il indique vouloir maintenir ces frais sans aucune modification, le client n'en tirera donc aucun avantage.

UC en conclut que le Distributeur n'a pas présenté les bénéfices économiques de l'option branchement/débranchement, il n'en a présenté aucun coût et donc aucune comparaison quant aux bénéfices ne peut être tirée. Bien qu'il ait testé la fonction débranchement en ce qui concerne celle du rebranchement, du travail reste à faire, par exemple établir le processus et s'assurer que celui-ci fonctionnera. La mise en place de la fonction Branchement débranchement n'est donc toujours pas au point.

Finalement, le Distributeur n'a pas encore considéré et n'est pas prêt à activer a une des applications possibles de cette fonction qui permettrait une meilleure gestion de son réseau et serait à l'avantage des consommateurs.

UC recommande à la Régie de ne pas approuver le projet du Distributeur tel que présenté c'est-à-dire avec l'inclusion de la fonction branchement/débranchement car il n'a pas fait la démonstration que la fonction branchement débranchement présente des avantages économiques ou autres et il n'est pas prêt à la mettre en application, les processus n'étant pas déterminés.

⁴⁹ Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, pp. 215.

⁵⁰ Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, pp. 214-215.

Processus actuel vs processus prévu

En réponse à une demande de renseignement de UC, le Distributeur affirme que le processus administratif menant à une interruption de service ne sera pas modifié⁵¹, «*seul le moyen d'effectuer l'interruption et la remise en service change*»⁵². UC souligne pourtant que selon les témoignages du Distributeur mentionnés ci-haut une modification du processus serait requise à tout le moins pour la fonction rebranchement, tel qu'il appert des dits témoignages mentionnés préalablement⁵³.

Le Distributeur spécifie également que bien que la fonction interruption et remise en service à distance vise principalement les clients en recouvrement il envisage de l'utiliser pour les emménagements et déménagements.⁵⁴ Il précise toutefois en audience que dans ce dernier cas c'est uniquement des déménagements où il y aurait une vacance du local et où la personne responsable du compte souhaiterait une interruption de service totale⁵⁵.

Pour UC tel que mentionné dans sa preuve⁵⁶ l'interruption de service à distance présente certaines problématiques en lien direct avec les ententes de paiements. En effet bien que les conditions de services prévoit à l'article 12.6 que : «*Avant de procéder à une interruption de service en vertu du paragraphe 1^o du deuxième alinéa de l'article 12.3, Hydro-Québec propose, à la demande du client, une entente de paiement*», il appert des données des derniers dossiers tarifaires que le nombre d'ententes de paiement a diminué (elles passent de 560 000 en 2006 à 175 000 en 2010⁵⁷) et le nombre d'interruptions de service est croissant, passant de 12 284 en 2008 à 36 010 en 2010 et à 56 500 en 2011⁵⁸.

Cependant, la valeur totale et l'âge de ses comptes à recevoir ont beaucoup augmenté entre 2006 et 2010⁵⁹ alors que le nombre d'ententes de paiement est passé de 561 753 en 2006 à seulement 174 108 en 2010⁶⁰.

⁵¹ HQD-4 doc. 11, pp. 30 et 31, réponses aux questions 28.3 et 28.4.

⁵² HQD-4 doc. 11, pp. 30 et 31, réponses à la question 28.4.

⁵³ Notes sténographiques du 22 mai 2012, Vol. 18, p. 177 ; Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, pp. 181 et 182.

⁵⁴ HQD1 doc. 1, p. 32.

⁵⁵ Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, p. 187.

⁵⁶ Preuve de UC, mémoire préparé par Jean-François Blain aux pp. 12 et suivantes.

⁵⁷ Notes sténographiques du 5 avril, Vol. 13, p. 74.

⁵⁸ Bilan 2010 des dossiers d'ententes de paiement (clientèle résidentielle) pour lesquels le client a demandé la révision, 2011-06-09, pp. 10, 13 et 14, et suivis annuels de la décision D-2002-261 (R-3439-2000).

⁵⁹ R-3776-2011, C-UC-0012, p. 20.

⁶⁰ R-3776-2011, C-UC-0012, p. 21.

On constate que malgré la multiplication des interruptions, il n'y a pas eu de régression des comptes à recevoir. UC s'inquiète donc de la mise en place d'un processus d'interruption qui, pratiquement, se ferait maintenant sans que le Distributeur, ou ses représentants, n'aient de contact direct avec le client et sans qu'un lien direct n'ait été établi à savoir si une telle procédure permettra de réduire significativement les compte à recevoir.

UC conclut que, avant d'approuver le bien-fondé de la fonction branchement/débranchement la Régie devrait s'assurer que celle-ci aura un impact positif sur les comptes à recevoir, ce dont UC doute considérant l'historique de ces comptes et des interruptions de services. De plus, si la Régie décidait que la fonction interruption/remise en service (branchement /débranchement) était justifiée dans le cadre du projet soumis par le Distributeur, elle devrait identifier précisément les cas pour lesquels cette fonctionnalité pourrait être utilisée et imposer un suivi plus fréquent et plus contraignant de l'évolution du nombre d'interruptions de services effectuées annuellement par le Distributeur, du respect des conditions de service applicable, du nombre d'ententes de paiement conclues et de la progression des comptes à recevoir.

Évolution vers de nouvelles fonctionnalités

UC est consciente du fait que la demande dans le cadre du présent dossier n'inclue aucune autre fonctionnalité que la lecture à distance et le branchement/débranchement. Tel que spécifié par le Distributeur en audience l'ajout de toute nouvelle fonctionnalité sera assujéti à l'approbation préalable de la Régie.

En conséquence, UC prend acte du fait qu'aucune modification au cycle de facturation et au mode de facturation n'est prévue pendant la période de déploiement du projet.

UC a également pris acte des réponses fournies par HQD aux questions 13.1, 13.4, 14.1 et 14.3 de la DDR No 1 de la Régie (B-0016, HQD-2 doc 1) UC souligne particulièrement la réponse donnée par HQD à la question 13.4 de la Régie dans laquelle le Distributeur évoque certains avantages et inconvénients d'une facturation effectuée sur une base mensuelle plutôt que bimestrielle. Il précise cependant que «cette modification au cycle de facturation (...) ne doit pas procurer de revenus au-delà des revenus requis autorisés.»⁶¹ (nous soulignons)

Or, UC a procédé à des simulations d'une facturation par cycles de 30 jours et constaté que la facturation d'une même quantité totale d'énergie consommée, lorsqu'elle est effectuée tous les 30 jours (plutôt qu'à tous les 60 jours actuellement) a pour effet de faire basculer au 2^e palier de tarification une partie des KWh facturés au 1^{er} palier dans le cycle de facturation actuel. La même structure tarifaire et les mêmes taux ne génèrent plus les mêmes revenus, les revenus additionnels provenant principalement

⁶¹ B-0016, HQD-2 doc. 1, pp. 35 et 36.

de petits clients résidentiels TAE dont la consommation quotidienne est inférieure à 30 kWh /jour en été mais nettement plus élevée dans les journées froides d'hiver. Ainsi, dans les mois correspondants au début et à la fin du chauffage, pour des clients consommant de 1800 à 2200 kWh sur 60 jours, 2 cycles de facturation de 30 jours occasionnent des augmentations de 6 à 8 % du prix de l'électricité facturé.⁶²

UC demande donc à la Régie de prendre acte de cette référence du Distributeur au principe de neutralité tarifaire et du fait qu'une modification au cycle de facturation aurait pour effet de procurer des revenus au-delà des revenus requis autorisés. UC soumet que dans ce contexte une demande de modification au cycle de facturation, devra être faite par le Distributeur avant de s'appliquer et devra être approuvée par un banc de 3 régisseurs.

UC demande à la Régie, si elle approuve la demande du Distributeur, de souligner dans sa décision qu'aucune nouvelle fonctionnalité ne pourra être ajoutée et mise en service sans son approbation préalable par la Régie et que le cycle de facturation des clients ne pourra être modifié sans étude et approbation préalables de la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire.

4. CONTEXTE NORD-AMÉRICAIN

UC a constaté via le balisage effectué par M. Blain⁶³ qu'il y a eu, en Amérique du Nord, un déploiement accéléré de projets IMA de 2008 à 2011 qui «*s'explique en grande partie par le programme massif de quatre point cinq milliards de dollars (4,5 G \$) de fonds fédéraux injectés par le gouvernement américain via le SGIG*»⁶⁴.

Le balisage effectué par UC et présenté en annexe A du mémoire⁶⁵ permet de conclure que, «*même en ajoutant les quelques 7 millions de compteurs intelligents additionnels dont l'installation est prévue au cours des prochaines années, aucun des États américains n'atteindra une proportion de 100 % de compteurs intelligents tel qu'envisagé dans le projet d'Hydro-Québec Distribution et très peu d'États, sinon la Californie, auront installé un nombre de compteurs intelligents s'approchant des 3,75 millions visés par le Distributeur*»⁶⁶.

UC conclut également que le projet du Distributeur s'inscrit dans une tendance continentale, mais il se démarque par son caractère ambitieux tant en ce qui concerne le nombre total que la proportion des compteurs qui seront installés. Il se démarque également si l'on considère que les investissements majeurs requis, seront totalement à

⁶² Notes sténographiques du 5 avril, Vol. 13, pp. 77 à 79.

⁶³ Preuve de UC, mémoire préparé par Jean-François Blain aux pp. 7 et suivantes ; Notes sténographiques du 5 avril 2012 aux pp. 62 à 67.

⁶⁴ Notes sténographiques du 5 avril 2012, Vol. 13, pp. 65-66.

⁶⁵ Preuve de UC, mémoire préparé par Jean-François Blain.

⁶⁶ Preuve de UC, mémoire préparé par Jean-François Blain, p. 8.

la charge des clients alors que les projets américains bénéficient d'une contribution financière pouvant atteindre jusqu'à 50 % de leurs coûts totaux.

Pour les clients du Distributeur le projet présente des risques plus importants que ceux auxquels ont fait face les clients dans d'autres juridictions.

Évaluation et Balisage d'Accenture

Au soutien de sa demande, le Distributeur a déposé en preuve un rapport préparé par la Firme Accenture⁶⁷. UC se questionne tant sur la valeur probante que sur l'objectivité de ce rapport.

L'objectif de ce rapport est selon Accenture « de fournir une évaluation sur le projet Lecture à distance (LAD) d'Hydro-Québec Distribution, afin d'éclairer la Régie »⁶⁸. Il est toutefois très important de noter que le rapport comporte la remarque suivante : « Accenture ne se positionne pas, dans le présent rapport, sur l'analyse coûts/bénéfices du projet ainsi que sur tout autre élément financier s'y rapportant »⁶⁹. Or la réalisation de gains d'efficacités et gains économiques est au cœur des motifs invoqués par le Distributeur pour l'approbation par la Régie de son projet⁷⁰.

On constate aux pages 13, 14 et 15 du rapport⁷¹, synthèse de l'évaluation, que les bonnes pratiques liées aux initiatives IMA pour les neuf thèmes d'analyse ne sont pas disponibles et ont été expurgées du rapport sous motifs de confidentialités, aucune base de comparaison directe n'est donc disponible pour évaluer de manière comparative les neuf thèmes d'analyse. Accenture liste ensuite sur deux colonnes les points forts et recommandations du projet du Distributeur.

Questionné en audience sur les points faibles le représentant d'Accenture précise « Nos recommandations par définition, elles adressent un problème sur un projet. Quand ça va bien, ils disent que ça va bien, il n'y a pas de recommandations (...) n'utilise pas le terme « points faibles » parce que l'idée, c'est d'émettre, d'aller au-delà du constat et d'émettre des recommandations pour pouvoir corriger, mitiger les risques qui auront pu être identifiés »⁷², il indique également dans le cadre de son témoignage en audience qu'il faut lire entre les lignes, le rapport ne parle pas de points faibles « ils sont derrière les recommandations »⁷³. Force est de conclure à partir de ce témoignage, que le projet a fait l'objet de recommandations et qu'en conséquence il présente certains points faibles. Parmi ces points mentionnés par Accenture dans son rapport les suivants sont préoccupants selon UC :

⁶⁷ HQD-1, doc. 3.1.

⁶⁸ HQD-1, doc. 3.1, p. 5.

⁶⁹ HQD-1, doc. 3.1, p. 6.

⁷⁰ HQD-1, doc. 1, pp. 7 et 8.

⁷¹ HQD-1, doc. 3.1.

⁷² Notes sténographiques du 27 mars 2012, Vol. 8, p. 209.

⁷³ Notes sténographiques du 26 mars 2012, Vol. 7, p. 153.

- «*Surveiller et cadrer l'évolution du périmètre des développements spécifiques du système MDMS, du fait de son caractère flexible et paramétrable, afin de limiter les coûts d'exploitation*»⁷⁴. Pour UC cette mise en garde, point faible, indique qu'il y a ici une forte possibilité de dépassement des coûts d'exploitation prévus.
- «*Raffiner le processus de gestion des plaintes*»⁷⁵, UC comprend de cette mise en garde et du témoignage rendu par le représentant d'Accenture en audience⁷⁶ que le Distributeur devra améliorer son processus de traitement des plaintes afin que le client puisse obtenir la bonne réponse de la bonne personne. Nous comprenons également qu'avec un déploiement massif du projet les plaintes des clients pourraient être plus nombreuses et être d'une nature différente de celles que le Distributeur reçoit à l'heure actuelle. Or, le positionnement de cette remarque d'Accenture nous force à conclure que le Distributeur n'a pas encore mis en place un processus pour une gestion optimum des plaintes des clients relatives au projet.
- «*Être proactif et diffuser de l'information sur les changements anticipés en se focalisant sur les bénéfices tangibles pour les clients*. UC constate que le Distributeur n'a pas implanté cette recommandation, il indique vouloir le faire si le projet est approuvé. UC soumet que ces actions auraient dû être entreprises avant le dépôt de la demande d'approbation devant la Régie afin, entre autres, de tenter d'assurer l'acceptabilité sociale du projet. Quant aux bénéfices tangibles pour les clients, ceux-ci sont peu nombreux, en effet lorsque questionné sur ce sujet le représentant d'Accenture ne mentionne que deux avantages, le premier économique, pourtant il est précisé clairement au rapport d'Accenture qu'elle ne se prononce pas «*sur l'analyse coûts/bénéfices du projet ainsi que sur tout autre élément financier s'y rapportant*»⁷⁷, il faut donc comprendre que sur cet aspect il se fie entièrement à la preuve du Distributeur sans avoir fait sa propre analyse. Son témoignage sur ce sujet ne devrait donc pas être retenu comme probant. Le seul autre bénéfice que le témoin mentionne est la possibilité de pouvoir débrancher/rebrancher des résidences secondaires. Soulignons que ce bénéfice est bien mince pour les clients puisque les coûts qu'ils devront assumer pour ce faire seront les mêmes, les conditions de service demeurant inchangées.

UC soumet que le but de ce rapport est beaucoup plus d'assister HQ à obtenir l'approbation de la Régie qu'à assister cette dernière à rendre sa décision. En effet la manière dont ce rapport est rédigé a clairement pour but de présenter le projet du Distributeur sous le meilleur jour possible et non d'une manière objective et neutre.

⁷⁴ HQD-1, doc. 3.1, p. 14 (nos soulignés).

⁷⁵ HQD-1, doc. 3.1, p. 14.

⁷⁶ Notes sténographiques du 27 mars 2012, Vol. 8, pp. 254 et 255.

⁷⁷ HQD-1, doc. 3.1, p. 6.

Accenture n'est d'ailleurs pas neutre dans le déroulement de ce projet, puisque le mandat qu'il a obtenu de HQD en 2010, prévoit la possibilité de son prolongement selon la décision que rendra la Régie⁷⁸. Force est de conclure qu'Accenture n'est pas une tierce partie indépendante, il a un intérêt certain et direct dans le projet et son approbation par la Régie. Ce manque d'indépendance transparait également lorsque l'on apprend qu'Accenture a effectué des mandats pour au moins une des compagnies avec qui le Distributeur a contracté pour ce projet⁷⁹.

L'absence de neutralité d'Accenture transparait également dans le fait que bien qu'il ait effectué des balisages qu'il présente au soutien du projet, il appert qu'il choisit ses cibles, sujets du balisage, en fonction de ce qu'il désire démontrer et du résultat désiré. Dans le tableau produit en audience comme pièce HQD-6 document 1, la page 5 présente un tableau qui selon le témoin d'Accenture M. Lafeytaud a pour «*vocation de donner une impression sur la volumétrie des compteurs qui étaient déployés*»⁸⁰ aucune autre information n'est fournie à savoir comment ces entreprises se comparent avec Hydro-Québec. De plus lorsque questionné à savoir combien de ces entreprises ont choisi et opère la fonction branchement/débranchement⁸¹ le témoin précise que la vocation du tableau n'était «*...pas nécessairement de donner une indication à savoir si ces projets-là portaient exactement sur les mêmes fonctionnalités que le projet LAD, donc juste parce que... (...) ...vous utilisez la même liste à différentes fins*»⁸². Suite à cette demande, une réponse partielle fut fournie par l'engagement 41 indiquant que trois des entreprises avaient la fonction, mais ne précisant pas si elle était en opération. UC conclut donc qu'aucune des entreprises listées n'a activé et opère la fonction Branchement\débranchement puisque ce fait aurait alors été mentionné en réponse à la question telle que posée si c'était le cas.

Soulignons qu'il est t étonnant dans le contexte où Accenture indique qu'il ne fait pas un rapport sur les technologies, mais les façons de faire⁸³ qu'il ne se soit pas penché et fait de recommandations relativement à l'option de retrait.

Il appert également des témoignages rendus en audience que le rapport contient certaines informations erronées relativement à la carte Zigbee version 2.0⁸⁴

Finalement, Accenture indique dans son rapport que 25 000 compteurs ont été déployés dans le cadre de projets pilotes, or bien que 25 000 compteurs aient été la cible originale du Distributeur seuls 20000 compteurs ont été déployé⁸⁵. Pourtant, le représentant d'Accenture indique dans son témoignage que la recommandation d'Accenture faite en décembre, l'a été en tenant compte de la réalité des pilotes à cette

⁷⁸ Notes sténographiques du 26 mars 2012, Vol. 7, p. 150.

⁷⁹ Notes sténographiques du 26 mars 2012, Vol. 7, pp. 147.

⁸⁰ Notes sténographiques du 27 mars 2012, Vol. 8, p. 225.

⁸¹ Notes sténographiques du 27 mars 2012, Vol. 8, pp. 222 et suivantes.

⁸² Notes sténographiques du 27 mars 2012, Vol. 8, pp. 222 et suivantes.

⁸³ Notes sténographiques du 26 mars 2012, Vol. 7, pp. 157.

⁸⁴ Notes sténographiques du 26 mars 2012, Vol. 7, pp. 188 à 190; Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, p. 99.

⁸⁵ Notes sténographiques du 21 mars, Vol. 4, pp. 130 et 131.

date⁸⁶. UC se questionne donc à savoir, sur quelle réalité Accenture a basé ses recommandations. Est-ce la réalité que l'on espérait voir se concrétiser chez Hydro-Québec où celle qui a véritablement été vécue sur le terrain ?

En terminant, Accenture indique que certains éléments importants sont toujours en cours de réalisation dans le cadre des projets pilotes, mais qualifie ceux-ci de «non bloquants»⁸⁷. Cette affirmation soulève certaines inquiétudes pour UC, puisque le but même des projets pilotes était de confirmer et tester le projet le plus complètement possible afin, entre autres, de vérifier le déploiement, l'opérabilité des diverses fonctions et les coûts. Ne pas avoir complété un élément important, mais non bloquant pourrait avoir une incidence sur les coûts du projet, ce qu'Accenture ne prendrait pas en considération puisqu'il n'évalue pas et ne se prononce pas sur l'économique du projet.

UC recommande à la Régie de considérer avec beaucoup de retenus et réserves le rapport de la firme Accenture, de lire entre les lignes pour interpréter ce qui y est écrit tout en prenant en considération le fait qu'Accenture a un intérêt direct investi dans le projet de son client Hydro-Québec Distribution.

5. ANALYSE ÉCONOMIQUE

Scénario de référence vs scénario proposé

L'analyse économique du Distributeur compare le projet soumis pour approbation à un scénario de référence où le Distributeur poursuit ses activités actuelles sans autre optimisation. Sur une période de 20 ans, il remplacerait tout son parc de compteur par des compteurs électroniques de 1^{ère} génération. La relève se ferait toujours principalement manuellement. Il n'a intégré aucune évolution de son processus de relève à ce scénario.

Selon les résultats présentés par le Distributeur, la réduction des charges d'exploitation du scénario de référence, par l'approbation du présent projet permettrait de dégager une marge de 300 M \$⁸⁸ préciser à 289,7 M \$⁸⁹ actualisé en faveur du projet IMA.

Implantation de l'infrastructure TI

La marge de 289,7 M\$ exclut le coût de l'implantation de l'infrastructure TI actualisé qui est de 88 M \$, que le Distributeur a exclu initialement, mais qu'il semble prêt à inclure lors de son témoignage en audience⁹⁰. Pour UC tel que démontré par M. Paul Paquin

⁸⁶ Notes sténographiques du 26 mars 2012, Vol. 7, p. 133.

⁸⁷ Notes sténographiques du 26 mars 2012, Vol. 7, pp. 163 à 167.

⁸⁸ HQD-1, doc. 1, p. 8.

⁸⁹ Présentation en audience de HQ, p. 10 et Notes sténographiques du 29 mars 2012, Vol.10, p. 219.

⁹⁰ Notes sténographiques du 29 mars 2012, Vol.10, pp. 221 et 222.

dans son rapport⁹¹ et en audience⁹², il n'y a pas de justification valable soumise par le Distributeur pour exclure ces coûts et UC considère que les coûts de l'infrastructure TI doivent être inclus dans la comparaison économique des scénarios. La marge mentionnée par le Distributeur est donc dans un premier temps réduite à 201,7 M \$.

UC soumet que la comparaison économique des scénarios doit inclure les investissements TI faits à compter de 2012, ceux-ci étant une partie intégrante du projet soumis pour approbation à la Régie.

Rythme de remplacement des compteurs

Dans le scénario IMA présenté par le Distributeur, la durée de vie comptable des nouveaux compteurs est évaluée à 15 ans. Le Distributeur indique «*on a de l'électronique depuis deux mille cinq (2005). Si j'avais de l'électronique depuis (...) mil neuf cent quatre-vingt-cinq (1985) ou quatre-vingt-dix (90) j'aurais pu voir après quinze (15) ans comment l'électronique se comporte dans notre utilité. On n'en a pas, donc on s'est fiés sur les entreprises qui se sont mis de l'électronique (...) depuis plus longtemps que nous*». ⁹³ Or selon le balisage effectué par Accenture, il est confirmé qu'aucun projet de type IMA dans le monde n'a plus de 15 ans⁹⁴, que des chiffres ne peuvent être fournis sur les compteurs bidirectionnels (projet IMA) puisqu'il n'en existe pas⁹⁵. Bref que l'information sur la durée de vie des compteurs IMA repose sur la durée de vie des compteurs unidirectionnels (les AMR). UC soumet que bien que les deux compteurs soient électroniques la technologie impliquée est différente et comporte des risques technologiques différents (uni vs bidirectionnel, carte zigbee, etc) or ces risques, relativement, entre autres, à la durée de vie de ces compteurs, n'ont pas été pris en considération par le Distributeur.

UC s'étonne donc que le Distributeur ne remplace dans son scénario économique que 28 % des compteurs ayant atteint leur fin de durée de vie utile, à compter de la fin de cette durée de vie soit en 2027⁹⁶. En effet, on ne peut présumer, faute de référence, que ces compteurs comme les compteurs électromécaniques et électroniques de première génération excèderont pour une majorité leur durée de vie utile.

De plus, selon les nouvelles normes de mesures Canada c'est à compter de 2022, soit 10 ans après la certification originale, que le sceau initial de mesure Canada expirera⁹⁷ sur les nouveaux compteurs. Le Distributeur reconnaît d'ailleurs que lors de ces premiers échantillonnages il est possible et réaliste que certains des lots de compteurs doivent être retirés⁹⁸. Il n'inclut pas cette possibilité et ce risque dans son scénario IMA.

⁹¹ Preuve de UC, Rapport d'analyse de Paul Paquin, p. 7.

⁹² Notes sténographiques du 5 avril 2012, Vol. 13, pp. 47 et 48 et pièce C-UC-0039.

⁹³ Notes sténographiques du 22 mars 2012, Vol. 5, p. 247.

⁹⁴ Notes sténographiques du 23 mars 2012, Vol. 6, p. 41.

⁹⁵ Notes sténographiques du 23 mars 2012, Vol. 6, pp. 43 et 44.

⁹⁶ Notes sténographiques du 22 mars 2012, Vol. 5, pp. 266 et 267.

⁹⁷ Notes sténographiques du 22 mars 2012, Vol. 5, p. 267.

⁹⁸ Notes sténographiques du 22 mars 2012, Vol. 5, pp. 268 et 269.

Il justifie cette exclusion en indiquant que les coûts de tel remplacement feraient partie des frais courants d'opération du Distributeur.⁹⁹

Pour UC le scénario du Distributeur comporte donc des faiblesses importantes la première est de ne prévoir aucun remplacement des compteurs avant 2027, soit lors des premiers échantillonnages, la deuxième est de ne prévoir le remplacement que de 28 % des compteurs installés la première année lorsqu'ils auront atteint leur fin de durée de vie utile et la troisième est de présumer de l'obtention d'une dispense de Mesures Canada pour les travaux d'échantillonnage requis selon la réglementation¹⁰⁰.

De plus, le Distributeur indique en audience que «*dans le scénario de référence compte tenu qu'il est échelonné sur le plus long terme que le scénario IMA, la valeur, la valeur de l'impact de Mesures Canada et de la pérennité a pris un poids beaucoup plus important dans les premières années puisque c'était cela qu'il fallait adresser en premier*»¹⁰¹. UC soumet que la pérennité et l'impact des nouvelles mesures de Mesures Canada sont tout aussi importants pour les années où les compteurs de nouvelle génération auront atteint leur fin de vie utile, ce qui n'est pas pris en considération dans le scénario IMA du Distributeur.

Considérant que les coûts des compteurs et leur installation représentent les deux tiers des coûts du projet¹⁰², l'incidence d'un remplacement plus hâtif ou plus nombreux des compteurs sur les coûts présentés par le Distributeur pour le projet pourraient être très significative.

UC soumet que le scénario soumis par le Distributeur pour le remplacement des compteurs dans le cadre du projet n'est pas réaliste car il a omis de prévoir des remplacements de compteurs à compter de 2022 et un remplacement complet dès que les compteurs ont atteint leur fin de vie utile.

Analyse économique modifiée

Suite aux constats mentionnés ci-haut, UC a soumis en preuve¹⁰³ une analyse économique modifiée qui prend en compte les investissements relatifs aux infrastructures des TI et les investissements aux 5 ans qu'ils requièrent, de même que le remplacement des compteurs à compter de 2027 selon leur rythme d'installation de 2012 à 2017.

⁹⁹ Notes sténographiques du 29 mars 2012, Vol. 10, p. 122 et suivantes.

¹⁰⁰ HQD-4, doc. 11, p. 14, Q, 13.1 et HQD-2, doc. 1, p. 8. Q.R. 1.5.

¹⁰¹ Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, pp. 45 et 46.

¹⁰² Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, pp. 29 et 30.

¹⁰³ Preuve de UC, Rapport d'analyse de Paul Paquin, p. 9 et suivantes et pièce C-UC-0039 et C-UC-0042.

Sur la base de cette analyse, UC conclut que le scénario IMA appert, à première vue, plus avantageux que le scénario de référence par 114 M \$¹⁰⁴ et non 300 M \$ tel que suggéré par le Distributeur. Toutefois, cette marge serait réduite si des compteurs devaient être changés à compter de 2022.

Toutefois, considérant que la réalisation du projet IMA présente des risques plus élevés que le simple remplacement des compteurs et présente des caractéristiques différentes de celles des projets que le Distributeur réalise dans ses activités courantes, UC a réalisé une analyse de sensibilité du taux d'actualisation parce que la majoration du taux d'actualisation général permet de couvrir les risques additionnels reliés à la réalisation d'un projet correspondant à une orientation particulière¹⁰⁵. Cette approche est d'autant plus pertinente que le taux d'actualisation peut varier d'une année à l'autre selon les décisions de la Régie dans les dossiers tarifaire et que l'analyse économique du projet s'étend sur 20 ans.

UC a donc présenté une analyse de sensibilité sur le taux d'actualisation¹⁰⁶ qui démontre que la rentabilité du projet est alors nettement diminuée. La rentabilité du projet IMA qui présente un écart de 23 % favorable dans le cas de base avec un taux d'actualisation de 6,099 % est de seulement 7 % avec un taux d'actualisation majoré à 10 %. De plus si on prend en considération la durée de vie utile comptable des compteurs et leur remplacement en fonction de celle-ci soit après 15 ans l'écart serait diminué à 15 % dans le cas d'un taux d'actualisation à 6.099 % mais il alors est de seulement 2 % avec un taux d'actualisation de 10 %.

De plus, dans son scénario IMA, le Distributeur ne remplace que les compteurs existants par les nouveaux compteurs LAD. Il ne prend nullement en compte le fait que dans les zones 2 et 3 certains compteurs devront être remplacés avant l'implantation du projet LAD dans ces zones. Donc, même si tous ces compteurs pouvaient être remplacés par les anciens compteurs récupérés de la zone 1, il demeure, qu'en estimant leur nombre à 200 000 pour les zones 2 et 3 sur la base des chiffres du scénario de référence du Distributeur, qui indique que 370000 sont à remplacer pour les trois zones en 2012 et à 200 000 pour l'année 2013 (puisque le Distributeur indique que 346 000 sont à remplacer pour ces trois zones en 2013), UC conclut que le Distributeur devrait quand même assumer les coûts d'installations des dits compteurs, coûts qu'il a évalué à 121,80 \$/compteur¹⁰⁷.

En conséquence, des coûts de 24 M \$ devraient être ajoutés au scénario IMA pour chacune des années 2012 et 2013. Soulignons que ces coûts n'existeraient pas dans le scénario de référence.

Le remplacement «intérimaire» des compteurs pour les zones 2 et 3 doit être pris en considération et il représente pour les années 2012 et 2013 un minimum de 48 M \$.

¹⁰⁴ Notes sténographiques du 5 avril, Vol. 13, p. 49 et pièce C-UC-0039.

¹⁰⁵ Pièce C-UC-0038.

¹⁰⁶ Pièce C-UC-0040.

¹⁰⁷ Dossier R-3788-2012, pièce HQD-1 doc. 1, p. 13.

Le scénario IMA est alors nettement déficitaire.

Finalement, UC soumet que le scénario de référence présenté par le Distributeur n'a pas été optimisé et ou conçu en tenant en compte que le Distributeur doit adopter les meilleures pratiques et les plus efficaces économiquement. Bref, l'évolution du parc de compteurs ou les 800 000 compteurs de première génération, présentement minoritaires seraient devenus la norme et deviendraient donc majoritaires, devrait naturellement mener le Distributeur à ne plus se contenter d'une lecture manuelle à pied par MOM, mais d'une lecture drive-by qui serait plus efficace. Or le Distributeur a opté de ne pas utiliser ce scénario de référence, qui pourtant serait le scénario de référence réaliste.

La prise en compte des éléments ci-haut mentionnés nous force à conclure que le projet IMA n'est pas le projet le plus avantageux sur le plan économique.

UC soumet à la Régie que le projet IMA n'est pas avantageux sur le plan économique.

6. IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS

Bien que l'analyse économique soit importante, car elle présente les impacts des coûts du projet sur le Distributeur, l'analyse de l'impact du projet sur les revenus requis est la plus importante du point de vue de UC car, elle présente l'impact du projet du point de vue des clients du Distributeur. Il faut également noter que dans le cas du scénario économique les coûts reliés à l'amortissement accéléré et la radiation des équipements ne sont pas pris en compte, mais ces coûts sont pris en considération dans le scénario de l'impact sur les revenus requis.

Dans sa preuve écrite¹⁰⁸, UC a soumis deux tableaux. Le premier¹⁰⁹, selon le cas de base du Distributeur présente les revenus requis différentiels pour le scénario IMA et un scénario de référence en dollars courants puis en dollars actualisés de l'année 2012. Le deuxième¹¹⁰ présente les mêmes informations sur la base d'un remplacement des compteurs à la fin de leur vie utile.

Les valeurs présentées sont en dollars courant et dollars actualisés au taux de 10 %. UC soumet qu'il est pertinent pour les clients de prendre en compte l'évolution dans le temps des revenus requis différentiels. Le taux d'actualisation de 10 % est selon l'analyste de UC, M. Paul Paquin, pertinent et «*peut être considéré comme un minimum lorsqu'on le compare aux taux de rendement des capitaux propres autorisés en 2011 pour le Distributeur (7,3 %) pour la Société en commandite Gaz Métro (9,09 %) et pour Gazifère (9,1 %).*

¹⁰⁸ Preuve de UC, Rapport d'analyse de Paul Paquin, p. 11 et suivantes.

¹⁰⁹ Preuve de UC, Rapport d'analyse de Paul Paquin, p. 12 et C-UC-0041 et C-UC-0042.

¹¹⁰ Preuve de UC, Rapport d'analyse de Paul Paquin, pp. 13 et 14 et C-UC-0041 et C-UC-0042.

À la pièce C-UC-0042¹¹¹ on constate, dans le cas du cas de base, que le différentiel cumulatif des revenus requis augmente durant les six (6) première années pour atteindre plus de 250 M \$ puis il diminue graduellement, quand le différentiel des revenus requis annuel devient négatif. Il faut noter que le différentiel cumulatif reste positif sur toute la période soit 20 ans, dans les 2 scénarios et ce bien que l'écart soit plus important dans le scénario du remplacement complet.

Du point de vue des clients le projet IMA entraîne des coûts supplémentaires, qui se chiffrerait entre 51 M \$ et 91 M \$, il n'est donc pas rentable.

UC soumet que le projet IMA n'est pas rentable du point de vue des clients puisque l'analyse des impacts sur le revenu requis démontre qu'il entraîne des coûts supplémentaires pour les clients pour une période d'au moins 20 ans par rapport au scénario de référence.

UC souligne que si les clients n'avaient pas à assumer par le biais des revenus requis les coûts de radiation et amortissement accéléré des équipements la situation pourrait être différente. Pour ce, le Distributeur devrait assumer à même son rendement les coûts de radiation et amortissement accéléré. Il devrait également assumer les risques de remplacements des compteurs «intérimaire», les risques de remplacement de plus de 28 % des compteurs lors de leur fin de vie utile, de même que tous autre dépassements de coûts afin de prévenir les impacts négatifs sur les revenus requis.

Toutefois, puisque le Distributeur a indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'assumer quelques dépassements de coûts ou risques et que ces coûts supplémentaires (dépassement de coûts, de frais d'exploitation, etc.) seraient en principe assumés par les clients, UC recommande à la Régie de ne pas autoriser le projet tel que présenté au présent dossier.

Intérêt du Distributeur vs celui de ses clients

Selon l'analyse économique du Distributeur le projet IMA l'avantage. Le projet présente également un autre avantage pour le Distributeur puisqu'il remplace des frais d'exploitation par des investissements sur lesquels il pourra retirer un rendement. Donc même si les revenus requis n'augmentaient pas, le Distributeur bénéficierait quand même d'une augmentation de son rendement sur ses investissements. UC conclut que même si le projet était neutre pour les clients, ce qui n'est pas le cas, le Distributeur en retirait un bénéfice financier.

¹¹¹ «les bâtonnets rouges représentent le différentiel des revenus cumulatifs. Et les bâtonnets bleus correspondent au différentiel des revenus requis mais sur une base annuelle» Notes sténographiques du 5 avril, Vol. 13, p. 58.

Finalement, ce projet présente peu d'avantages pour les clients. Ils pourront pour chaque période de facturation (60 jours) obtenir un relevé réel plutôt qu'estimé, ils ont pourtant déjà un relevé réel au moins au 120 jours en vertu des conditions de services, à moins que leur compteur ne présente un véritable problème d'accès. Ils n'auront plus à être dérangés par un releveur qui veut lire leur compteur, mais avec la multiplication des compteurs unidirectionnels pouvant être lus par MOM ceci et cela, à terme, seraient également vrais.

Quant à la fonction branchement/débranchement, seule fonction offerte pour le moment, UC soumet que cette fonction sert avant tout le Distributeur et non les clients, en réduisant sa masse d'employés et en la remplaçant par des investissements.

UC soumet respectueusement à la Régie que si ce projet présente des bénéfices, ceux-ci sont entièrement à l'avantage du Distributeur et au désavantage de ses clients car les coûts et risques qu'ils devront assumer ne sont aucunement compensés par quelque avantage ou bénéfice qu'ils pourraient tirer du projet soumis.

7. ACCEPTABILITÉ SOCIALE (émissions de radio fréquence et protection de la vie privée)

UC ne peut passer sous silence, l'intérêt que ce dossier a suscité dans la société québécoise. En effet la Régie aura constaté par le nombre d'observations déposées au dossier les préoccupations des citoyens. Une telle avalanche d'observations dans le cadre d'un dossier ne s'était jamais vue. UC souligne que ces préoccupations doivent être adressées et ce, qu'elles soient fondées ou non. Le Distributeur a l'obligation de s'assurer que son projet s'intègre dans les valeurs des Québécois et est accepté par eux.

UC souligne qu'une campagne d'information bien ciblée, préalable à sa demande et possiblement un choix de fonctionnalités différentes (par exemple : la gestion des pannes l'hiver afin de faciliter la remise sous tension et la distribution de la tension ou encore le dépistage de la subtilisation) qui présentent des bénéfices réels pour les clients, auraient sûrement aidé le Distributeur à obtenir l'assentiment des citoyens et clients.

UC déplore donc que le Distributeur n'ait pas cherché à mettre en place des fonctions présentant de meilleurs avantages pour les clients que l'interruption et la remise en service.

UC déplore également que le Distributeur ait attendu une demande de la Régie et ce, après le dépôt de son dossier pour proposer une solution aux craintes des clients relativement à la protection de leur vie privée et aux émissions de radio fréquences.

En effet selon les témoignages rendus en audience, le Distributeur savait depuis au moins 2010¹¹² que les émissions de radio fréquences inquiétaient certains de ses clients. Il ne pouvait également ignorer, celui-ci ayant balisé (lui-même ou via Accenture) les projets IMA déployés mondialement, mais principalement en Amérique du Nord, que l'émission de radio fréquences et la protection de la vie privée soulèveraient des objections de la part de ses clients et que des solutions à ces objections étaient en développement, entre autres, en Californie¹¹³.

Finalement, UC se doit de souligner que bien que le Distributeur ait précisé dans ses témoignages que depuis 2004 il installe des compteurs à radio fréquence et «*qu'un compteur de radio fréquence, qu'il soit de l'ancienne ou de la nouvelle génération, c'est de la ... c'est de la radio fréquence*»,¹¹⁴ il ne pouvait ignorer la différence marquée des émissions des 2 types de compteurs. En effet, en ce qui concerne les 800 000 compteurs déjà installés, de première génération la preuve révèle qu'il y en a 2 types dont les densités de puissance moyenne à un mètre du compteur sont respectivement 0,25 et 2,2 par microwatts par mètre carré alors que, le compteur du projet LAD a une densité moyenne de puissance de 50 microwatts par mètre carré. Il s'agit là d'une différence marquée et cette différence ne pouvait être balayée du revers de la main pour la simple raison que «*de la radio fréquence, c'est de la radio fréquence*». Le Distributeur avait une obligation de mieux informer ses clients, d'autant plus n'aurait été enregistrée avant 2010¹¹⁵, plaider la surprise lorsque les clients se sont inquiétés des émissions de radio fréquences dans le cadre du déploiement du projet pilote démontre le peu de cas que le Distributeur a fait de ses clients et de leurs préoccupations.

Renseignements personnels

UC désire également faire part à la Régie de ses préoccupations relativement à la protection de la vie privée, et soumet qu'il serait judicieux, si celle-ci approuve le projet LAD, de se prononcer dès à présent, sur la propriété des informations qui seront recueillies par le Distributeur sur la consommation des clients et l'utilisation de ces informations.

UC soumet, que si la Régie devait approuver le projet, il devrait être établi clairement que l'information recueillie par le Distributeur sur la consommation d'un client est de l'information qui appartient en propre à ce client et lui est personnelle. Il doit être dès à présent établie clairement que le Distributeur ne pourra en disposer que pour les fins de facturation et de gestion de son réseau, qu'il ne pourra sans l'autorisation expresse du client en disposer pour d'autres fins le tout conformément aux articles 35 à

¹¹² Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, pp. 9 et 10, réponse à l'engagement 2.

¹¹³ Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, pp. 162 et 163.

¹¹⁴ Notes sténographiques du 20 mars 2012, Vol. 3, p. 108.

¹¹⁵ Notes sténographiques du 21 mars 2012, Vol. 4, p. 159.

40 du Code civil du Québec, nommément l'article 37 et autres lois applicables¹¹⁶.

Option de retrait

La nécessité, pour le Distributeur de prendre en considération et de trouver une solution à l'opposition citoyenne au projet IMA, a été soulevée par la Régie dès le début du dossier en conférence préparatoire.¹¹⁷ La solution proposée par le Distributeur¹¹⁸ en réaction à cette demande, inclut une option de retrait dont tous les coûts seraient assumés par les consommateurs qui feraient ce choix. Comme cette solution implique des modifications aux conditions de service, elle fait l'objet d'une étude dans un dossier séparé¹¹⁹ sous l'égide de trois régisseurs. Il ne peut être présumé de la décision que ceux-ci rendront. Celle-ci pourrait avoir un impact direct sur les coûts du projet présenté dans le cadre du présent dossier.

En conséquence, UC demande à la Régie de sursoir à sa décision dans l'attente de celle qui sera rendue dans le cadre du dossier R-3788-2012, afin de pouvoir prendre en considération les conséquences que pourrait avoir cette décision sur le présent dossier.

8. PHASE 2 et PHASE 3

Tel que souligné dans notre introduction, la présente demande est pour la phase 1 du projet. Pourtant, certaines des infrastructures incluses dans la présente demande, phase 1, ont pour but de desservir les 3 phases du projet. La rentabilité de celui-ci est également basée sur le déploiement des trois phases, que ce soit au niveau des gains d'efficacité présentés pour la relève, la gestion des ressources humaines et l'abolition de 726 postes, etc.

Bien que le Distributeur soumet un coût pour le déroulement des 3 phases, 997 M \$¹²⁰, celui-ci nous informe que *«L'autorisation par la Régie de phases distinctes permet au Distributeur de tenir compte d'un possible raffinement des coûts et d'une réévaluation des contingences au cours du projet LAD, en raison de l'expérience acquise et de l'évolution potentielle de la technologie»¹²¹ (nos soulignés)*. Cet énoncé nous porterait à croire que la phase 1 est en fait un énorme projet pilote qui permettra de raffiner et confirmer les deux phases subséquentes et leurs coûts. UC soumet que toutes

¹¹⁶ Charte québécoise des droits et libertés de la personne ; Loi concernant le cadre juridique des technologies de l'information, L.R.Q. c. C-1.1 ; Loi sur la protection des renseignements personnels dans le secteur privé, L.R.Q. c. P-39.1; Loi sur la protection du consommateur L.R.Q., c. P-40.1.; Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels L.R.Q., c. A-2.1.

¹¹⁷ Notes sténographiques du 2 février 2012, Vol. 1, pp. 7 à 9.

¹¹⁸ HQD-1, doc. 6.

¹¹⁹ Dossier R-3788-2012.

¹²⁰ HQD-1, doc. 1, p. 34.

¹²¹ HQD-1, doc. 1, p. 9.

variations de ce montant aura des impacts sur les coûts que les consommateurs devraient en principe assumer et, bien que le Distributeur ait répété à plusieurs reprises en audience que 80 % des coûts était contractuel et fixe alors que seul 20 % des coûts était variable, ce 20 % représente toutefois un montant important, soit 200 M \$. De plus UC soumet que le 80 %, n'est pas non plus à l'abri de l'évolution des technologies et de problèmes pouvant avoir un impact sur le déploiement et les coûts totaux du projet LAD. UC conclut que les coûts des phases 2 et 3 ne sont pas encore fixés et dépendraient du déroulement de la phase 1.

Le Distributeur indique également que certaines nouvelles fonctionnalités pourraient accompagner le déploiement des phases (2 et 3) subséquentes¹²². UC soumet que ceci décrit un projet en évolution dont les coûts pourraient varier grandement.

Ces éléments démontrent que la Phase 1 n'est pas un projet en soi. D'ailleurs, la démonstration économique du Distributeur ne porte pas sur la phase 1 mais sur le déploiement complet du projet, c'est-à-dire 3 phases.

Aucune démonstration n'a été faite à l'effet que si seulement la phase 1 était déployée, pour quelque raison que ce soit, le projet demeurerait rentable. En conséquence, UC soumet que la Phase 1 ne peut être approuvée isolément, le Distributeur devrait raffiner les chiffres, coûts et informations relatives aux phases 2 et 3 afin de présenter à la Régie pour approbation un projet complet.

UC soumet respectueusement à la Régie qu'elle ne doit pas approuver isolément la phase 1 de ce projet, mais que si elle juge le projet intéressant et viable elle devrait demander au Distributeur de raffiner et compléter les informations pertinentes relatives aux phases 2 et 3 et présenter une demande couvrant tout le projet avec un échéancier de déploiement plutôt que de solliciter des approbations subséquentes pour les phases 2 et 3 ;

9. CONTEXTE LÉGISLATIF

La présente demande est soumise en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹²³ (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*¹²⁴ (le Règlement).

Tel que souligné, par le Distributeur dans sa demande et dans le cadre de son argumentation, la présente demande vise exclusivement l'approbation de la Phase 1 du projet LAD qui comprend les travaux préparatoires d'une durée de 24 mois présentés dans le cadre du dossier R-3723-2010, la finalisation de la mise en place des TI d'une IMA, le remplacement de 1,7 million de compteurs dans la grande région de Montréal et

¹²² Notes sténographiques du 20 mars 2012, Vol. 3, pp. 17 et 18.

¹²³ L.R.Q., chapitre R-6.01.

¹²⁴ L.R.Q., c.R-6.01, a 114, 1^{er} al.par.6°, et 2°al. ; 2000, c.22, a.51.

les équipements requis¹²⁵. C'est donc cette phase 1 qui constitue «le projet» dont l'approbation est demandée en vertu de l'article 73 de la Loi et du Règlement.

Rappelons que bien que le Distributeur situe le projet Phase 1 dans le cadre d'un projet plus englobant qui se déroulerait en 3 phases, il n'a requis dans le cadre du présent dossier aucune autorisation pour les phases 2 et 3 .

En vertu des alinéas 4°, 5° et 7° de l'article 2 du Règlement la demande du Distributeur devait être accompagnée des renseignements suivants :

Article 2. : Toute demande d'autorisation en vertu du premier alinéa de l'article 1, doit être accompagnée des renseignements suivants :

- 4° les coûts associés au projet ;
- 5° l'étude de faisabilité économique du projet ;
- 7° l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité ;

UC soumet que le Distributeur n'a, dans le cadre de sa demande, rencontré aucune de ces obligations. En effet les renseignements fournis en réponse aux exigences énoncées aux alinéas ci-haut mentionnés, ne portent pas sur le projet dont l'autorisation est demandée par le Distributeur, soit ce qui est désigné comme la phase 1, mais portent plutôt sur un autre projet beaucoup plus large et dont l'autorisation n'est pas demandée.

Les informations soumises par le Distributeur ne permettent aucunement à la Régie d'évaluer de façon éclairée les coûts et les bénéfices de la phase 1, ce qu'elle se doit de faire, et ce, sans présumer de demandes d'autorisation futures et de leur sort.

En effet, l'article 73 ne vise pas à évaluer et à décider d'un projet hypothétique ou futur dont l'autorisation n'est pas demandée, mais de disposer et de décider sur le projet tel que soumis pour approbation. Ce qui est requis par le règlement est précis et ne peut en aucun cas porter à confusion ou permettre une interprétation plus large et libérale. Or la preuve du Distributeur n'a pas isolé, aux fins du projet dont il demande l'autorisation, les coûts associés à ce projet, l'étude de faisabilité économique de ce projet ni les impacts sur les tarifs de ce projet. Au contraire, le Distributeur a présenté ces informations de telles manières qu'elles sont confondues et fondues dans un projet beaucoup plus large et dont l'autorisation n'est pas demandée. Or il est impossible sur la base des informations telles que fournies d'identifier et d'isoler les coûts, la faisabilité économique et les impacts sur les tarifs de cette seule phase 1 dont l'autorisation est demandée.

En conséquence, UC soumet que la Régie doit rejeter le projet tel que soumis, puisqu'elle ne peut approuver un projet qui ne répond pas aux exigences de l'article 73 et du Règlement.

¹²⁵ Pour la description détaillée voir Argumentation du Distributeur, p. 2, par. 3.

UC soumet également que, le scénario de référence soumis afin de satisfaire aux exigences de l'alinéa 9° de l'article 2 du Règlement, n'est pas une autre solution envisagée qui soit réaliste puisque ce scénario ignore complètement le fait que le Distributeur a l'obligation de fournir l'électricité aux meilleurs coûts et conditions possibles et que dans ce contexte le scénario de référence aurait du prendre en compte une évolution du processus de relève visant la minimisation des coûts ce qui n'a pas été fait. Le scénario «autre solution» soumis est statique et sans aucune évolution sur la période des 20 années visées, il n'est pas réaliste.

Subsidiairement, UC soumet que si la Régie décidait malgré les représentations faites par la présente d'approuver le projet soumis par le Distributeur elle devrait demander à celui-ci, d'assumer à même son rendement les coûts de radiation et amortissement accéléré des compteurs qui n'ont pas atteint leur fin de vie utile. En effet cette «dépense» vient augmenter injustement le fardeau financier que devront assumer les consommateurs, clients du Distributeur, si le projet est accepté alors que le Distributeur retirera des avantages financiers, via le rendement sur ses actifs, dès le déploiement du projet.

UC soumet que bien que le Distributeur insiste sur le fait que son projet sera financièrement profitable pour les consommateurs il n'a aucunement offert d'en partager les risques ou les coûts. De plus, UC soumet que les risques et bénéfices du projet ne sont pas répartis de manière symétrique et équitable entre les clients et le Distributeur et dans ce contexte ne respecte pas l'article 5 de la Loi. Si les consommateurs devaient payer pour les coûts d'amortissement accéléré et radiation, ils se trouveraient à payer pour 2 compteurs (l'ancien et le nouveau) alors qu'un seul est requis. UC soumet que le tarif qui découlerait des coûts liés à cette obligation ne serait pas juste, raisonnable et équitable (article 49. 7° et article 5).

UC soumet que la présente formation ne peut approuver le projet tel que soumis et simplement en déférer à une formation future, qui n'aurait pas connaissance de tous les faits au dossier pour s'assurer que les consommateurs paieront selon un tarif juste et équitable, dans l'éventualité d'un dépassement de coûts. UC soumet que la présente formation, sur la base des témoignages rendus par le Distributeur en audience,¹²⁶ pourrait imposer que le projet se fasse sans que des dépassements de coûts puissent être acceptés à l'avenir, et ce, pour les 3 phases.

UC demande à la Régie, en vertu des responsabilités qui lui sont conférées par l'article 5 de la Loi soit : d'assurer «*la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable (...) des distributeurs.*» et de favoriser «*la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif*», et par l'article 31.2.1° «*de surveiller les opérations (...) du distributeur d'électricité (...) afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif*» de n'approuver la présente demande du Distributeur que si celle-ci est assujettie à un partage des risques et des bénéfices réparti équitablement entre les clients et le Distributeur, ce qui n'est pas le cas du projet

¹²⁶ Notes sténographiques du 30 mars 2012, Vol. 11, pp. 235 à 238.

tel que soumis. À cette fin, UC soumet qu'elle devrait indiquer clairement à Hydro-Québec qu'à moins qu'elle ne s'engage à assumer les coûts de radiation et d'amortissement accéléré des équipements de même que tous les coûts de dépassements pouvant découler du projet phase 1, de même que tous les coûts des phases 2 et 3 qui seraient au-delà des prévisions de coûts soumises dans le présent dossier pour l'ensemble des 3 phases soit 997 M \$ elle n'approuvera pas le projet.

UC soumet à la Régie qu'elle devrait indiquer clairement à Hydro-Québec qu'à moins qu'elle ne s'engage à assumer : les coûts de radiation et d'amortissement accéléré des équipements de même que tous les coûts de dépassements pouvant découler du projet phase 1, de même que tous les coûts des phases 2 et 3 qui seraient au-delà des prévisions de coûts soumises dans le présent dossier pour l'ensemble des 3 phases soit 997 M\$ elle n'approuvera pas le projet.

Alternativement la Régie pourrait s'inspirer de l'article 49.4°, car bien que cet article vise la fixation et la modification des tarifs, les éléments qui y sont énumérés et dont la Régie doit tenir compte, ont une certaine pertinence puisque en vertu du Règlement la Régie doit examiner l'impact sur les tarifs d'un projet dont l'autorisation est demandé.

En conséquence et en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par les articles 5 et 31.2.1 la Régie pourrait, dans le cadre du présent projet, imposer au Distributeur un mécanisme incitatif visant une répartition des coûts, risques et bénéfices du projet; répartition qui garantisse que les consommateurs seront tenus indemnes pour les dépassements de coûts et n'auront pas à assumer, à travers leurs tarifs, les coûts de radiation et amortissement accélérés des équipements n'ayant pas atteint leur fin de vie utile.

UC demande à la Régie de ne pas approuver le projet tel que soumis à moins d'imposer au Distributeur un mécanisme incitatif visant une répartition des coûts, risques et bénéfices du projet qui garantisse que les consommateurs seront tenus indemnes pour tous les dépassements de coûts et n'auront pas à assumer à travers leurs tarifs les coûts de radiation et amortissement accélérés des équipements n'ayant pas atteint leur fin de vie utile.

CONCLUSION

La Régie dans sa décision procédurale D-2011-24 avait posé les questions suivantes auxquelles UC soumet ses réponses :

1. Quels sont les objectifs visés par le Projet?

Dans sa demande le Distributeur soumet que les objectifs du projet, sont la mise en place d'un réseau IMA et de compteurs intelligents pour la grande région de Montréal et la mise en place des TI d'une IMA tant pour la région de Montréal que pour le reste du territoire desservi par le Distributeur et une plus grande efficacité au niveau de la gestion du réseau, des coûts de relève, d'interruption et de remise en service;

2. Ces objectifs sont-ils utiles ou nécessaires à la prestation du service de distribution d'électricité?

UC soumet que, bien que ces objectifs soient utiles à la gestion du réseau ils ne sont pas nécessaires, puisque les équipements présentement en place permettent tant la relève que la facturation et le Distributeur n'a pas établi que les équipements actuels ne lui permettraient pas (ou plus) de gérer adéquatement son réseau, ni qu'ils ne pouvaient évoluer afin de devenir plus efficaces.

3. Le Projet est-il justifié en relation avec les objectifs visés?

UC soumet que le Distributeur n'a pas établi que le déploiement de la phase 1, qui est «le projet» dont il demande l'autorisation permettra à elle seule d'atteindre ces objectifs. Il n'a pas non plus démontré qu'une plus grande efficacité au niveau des coûts serait générée si les 3 phases étaient déployées puisque certains des aspects des phases 2 et 3 demeurent à déterminer.

4. Les coûts associés au Projet sont-ils justifiés et raisonnables?

UC soumet que dans le contexte de la présente demande les coûts associés à la Phase 1 n'ayant pas été justifiés et identifiés il est impossible de déterminer s'ils sont justifiés et raisonnables, de plus certains coûts dont ceux de l'option de retrait reste à déterminer.

5. Les études de faisabilité et les analyses de sensibilité sont-elles satisfaisantes?

UC soumet que non puisque ces études portent sur un ensemble de projets dont les phases 2 et 3 dont l'approbation n'est pas requise au présent dossier. Aucune étude ou analyse de sensibilité n'a été soumise pour la phase 1. De plus selon UC les taux utilisés par le Distributeur pour ses analyses de sensibilités sont trop bas et ne prennent pas en compte les risques technologiques et autres du projet.

6. Quel est l'impact des coûts du Projet sur les tarifs de distribution d'électricité?

Les coûts du projet auront un impact important sur la hausse des tarifs de distribution et ce, pour plusieurs années (10 à 20 ans) sur les tarifs et ne comporte aucune garantie quant à une baisse éventuelle des tarifs et ou un partage

des risques entre le Distributeur et ses clients.

7. Quel est l'impact du Projet sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité?

UC soumet que le projet tel que proposé présente des impacts négatifs sur la qualité de la prestation du service.

8. Est-ce que d'autres solutions ont été envisagées par le Distributeur pour atteindre les objectifs qu'il vise?

La seule solution (scénario de référence) envisagée par le Distributeur est le *statu quo*. Il n'a pas pris en compte les possibilités d'évolution technologique et d'efficacité qu'il pourrait aller chercher pour maximiser l'efficacité de son parc actuel dans la poursuite normale de ses affaires.

En conclusion, et pour les motifs soumis dans la présente argumentation dont les conclusions sont reproduites ci-dessous, UC soumet respectueusement que la Régie devrait refuser d'approuver le projet *LAD phase 1* tel que soumis.

RYTHME DE DÉPLOIEMENT DU PROJET

UC conclut qu'il est légitime de s'interroger à savoir si le rythme de déploiement du remplacement des compteurs sur une période de 5 ans est la solution optimale. Entre autres, parce que la concentration requise des équipements pour obtenir des gains relatifs à la relève n'a pas été précisée et que la concentration d'équipement requise pour faire la relève à distance avec l'IMA ne semble pas être connue du Distributeur.

D'autre part dans son analyse le Distributeur n'a envisagé et analysé aucun scénario de déploiement autre que sur 5 ans.¹²⁷

UC soumet qu'il est nécessaire d'analyser, sur le plan économique, un scénario qui minimise les coûts de radiation et d'amortissement accéléré ainsi que les coûts de réaffectation et de retraite anticipée pour les postes abolis et de comparer ces coûts aux gains escomptés. Or seul le Distributeur détient les informations pertinentes pour effectuer ces analyses, ce qu'il a choisi de ne pas faire.

Ces informations pertinentes étant absentes du dossier, UC soumet que le projet tel que soumis ne peut être approuvé.

¹²⁷ Notes sténographiques du 20 mars 2012, Vol. 3, pp. 183 et 184.

POSSIBILITÉS D'ÉVOLUTION DES ÉQUIPEMENTS

Risques technologiques et économiques

UC soumet respectueusement que le projet présente des risques de dépassements importants et qu'il serait raisonnable dans le contexte d'un projet aussi important que certains risques soient assumés par le Distributeur, surtout dans le contexte où, il indique avoir minimisé ceux-ci au maximum. Rien dans la loi de la Régie ne lui interdit de volontairement assumer partie des coûts d'un projet, incluant les dépassements des budgets prévus et autorisés initialement.

UC recommande à la Régie de limiter les risques que seraient susceptible d'encourir les clients du Distributeur en cas de dépassement des budgets prévus pour le Projet en déterminant un niveau maximum de contingences au-delà duquel Hydro Québec aurait à assumer seul tout excédent de coûts par rapport à ses prévisions initiales.

INTERRUPTION ET REMISE EN SERVICE, Fonctionnalités futures

a) Fonctions branchement débranchement, livraison, coûts et bénéfices

UC recommande à la Régie de ne pas approuver le projet du Distributeur tel que présenté car il n'a pas fait la démonstration que la fonction branchement débranchement présente des avantages économiques ou autres et il n'est pas prêt à la mettre en application, les processus n'étant pas déterminés.

b) Processus actuel vs processus prévu

Subsidiairement, UC conclut que, avant d'approuver le bien-fondé de la fonction branchement débranchement la Régie devrait s'assurer que celle-ci aura un impact positif sur les comptes à recevoir, ce dont UC doute considérant l'historique de ces comptes et des interruptions de services. De plus, si la Régie décidait que la fonction interruption/remise en service (branchement /débranchement) était justifiée dans le cadre du projet soumis par le Distributeur, elle devrait identifier précisément les cas pour lesquels cette fonctionnalité pourrait être utilisée et imposer un suivi plus fréquent et plus contraignant de l'évolution du nombre d'interruptions de services effectuées annuellement par le Distributeur, du respect des conditions de service applicable, du nombre d'ententes de paiement conclues et de la progression des comptes à recevoir.

c) Évolution vers de nouvelles fonctionnalités

Si la Régie devait décider d'approuver le projet, UC demande à la Régie de souligner dans sa décision qu'aucune nouvelle fonctionnalité ne pourra être ajoutée et mise en service sans son approbation préalable par la Régie et que le cycle de facturation des clients ne pourra être modifié sans étude et approbation préalables de la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire.

4. CONTEXTE NORD-AMÉRICAIN

Pour les clients du Distributeur le projet présente des risques plus importants que ceux auxquels ont fait face les clients dans d'autres juridictions

Évaluation et Balisage d'Accenture

UC recommande à la Régie de considérer avec beaucoup de retenus et réserves le rapport de la firme Accenture, de lire entre les lignes pour interpréter ce qui y est écrit tout en prenant en considération le fait qu'Accenture a un intérêt direct investi dans le projet de son client Hydro-Québec Distribution.

5. ANALYSE ÉCONOMIQUE

UC soumet que la comparaison économique des scénarios doit inclure les investissements TI faits à compter de 2012, ceux-ci étant une partie intégrante du projet soumis pour approbation à la Régie.

UC soumet que le scénario soumis par le Distributeur pour le remplacement des compteurs dans le cadre du projet n'est pas réaliste car il a omis de prévoir des remplacements de compteurs à compter de 2022 et un remplacement complet dès que les compteurs ont atteint leur fin de vie utile.

UC soumet à la Régie que le projet IMA n'est pas avantageux sur le plan économique et devrait être rejeté tel que présenté.

6. IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS

UC soumet que le projet IMA n'est pas rentable du point de vue des clients puisque l'analyse des impacts sur le revenu requis démontre qu'il entraîne des coûts supplémentaires pour les clients pour une période d'au moins 20 ans par rapport au scénario de référence.

UC souligne que si les clients n'avaient pas à assumer par le biais des revenus requis les coûts de radiation et amortissement accéléré des équipements la situation pourrait être différente. Pour ce, le Distributeur devrait assumer à même son rendement les coûts de radiation et amortissement accéléré. Il devrait également assumer les risques de remplacements des compteurs «intérimaire», les risques de remplacement de plus de 28 % des compteurs lors de leur fin de vie utile, de même que tous autres dépassements de coûts afin de prévenir les impacts négatifs sur les revenus requis.

Toutefois, puisque le Distributeur a indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'assumer quelques dépassements de coûts ou risques et que ces coûts supplémentaires (dépassement de coûts, de frais d'exploitation, etc.) seraient en principe assumés par les clients, UC recommande à la Régie de ne pas autoriser le projet tel que présenté au présent dossier.

Intérêt du Distributeur vs celui de ses clients

UC soumet respectueusement à la Régie que si ce projet présente des bénéfices, ceux-ci sont entièrement à l'avantage du Distributeur et au désavantage de ses clients car les coûts et risques qu'ils devront assumer ne sont aucunement compensés par quelque avantage ou bénéfice qu'ils pourraient tirer du projet.

7. ACCEPTABILITÉ SOCIALE (émissions de radio fréquence et protection de la vie privée)

UC soumet qu'il devrait être établi clairement que l'information recueillie par le Distributeur sur la consommation d'un client est de l'information qui appartient en propre à ce client et lui est personnelle. Il doit être dès à présent établie clairement que le Distributeur ne pourra en disposer que pour les fins de facturation et de gestion de son réseau, qu'il ne pourra sans l'autorisation expresse du client en disposer pour d'autres fins le tout conformément aux articles 35 à 40 du Code civil du Québec, nommément l'article 37 et autres lois applicables.

Relativement à l'option de retrait, UC demande à la Régie de sursoir à sa décision en attente de celle qui sera rendue dans le cadre du dossier R-3788-2012, afin de pouvoir prendre en considération les conséquences que pourrait avoir cette décision sur le présent dossier.

8. PHASE 2 et PHASE 3

UC soumet respectueusement à la Régie qu'elle ne doit pas approuver isolément la phase 1 de ce projet, mais que si elle juge le projet intéressant et viable elle devrait demander au Distributeur de raffiner et compléter les informations pertinentes relatives aux phases 2 et 3 et présenter une demande couvrant tout le projet avec un échéancier de déploiement plutôt que de solliciter des approbations subséquentes pour les phases 2 et 3 ;

9. CONTEXTE LÉGISLATIF

UC soumet que la Régie doit rejeter le projet tel que soumis, puisqu'elle ne peut approuver un projet qui ne répond pas aux exigences de l'article 73 alinéas 4°, 5° et 7° du Règlement.

Subsidiairement, UC soumet à la Régie qu'elle devrait indiquer clairement à Hydro-Québec qu'à moins qu'elle ne s'engage à assumer : les coûts de radiation et d'amortissement accéléré des équipements de même que tous les coûts de dépassements pouvant découler du projet phase 1, de même que tous les coûts des phases 2 et 3 qui seraient au-delà des prévisions de coûts soumises dans le présent dossier pour l'ensemble des 3 phases soit 997 M\$ elle n'approuvera pas le projet.

UC demande à la Régie de ne pas approuver le projet tel que soumis à moins d'imposer au Distributeur un mécanisme incitatif visant une répartition des coûts, risques et bénéfices du projet qui garantisse que les consommateurs seront tenus indemnes pour tous les dépassements de coûts et n'auront pas à assumer à travers leurs tarifs les coûts de radiation et amortissement accélérés des équipements n'ayant pas atteint leur fin de vie utile.

Le tout respectueusement soumis,
À Montréal, ce 29 juin 2012



Me Hélène Sicard
procureure d'Union des consommateurs

Code civil du Québec, LRQ, c C-1991

CHAPITRE TROISIÈME

DU RESPECT DE LA RÉPUTATION ET DE LA VIE PRIVÉE

35. Toute personne a droit au respect de sa réputation et de sa vie privée.

Nulle atteinte ne peut être portée à la vie privée d'une personne sans que celle-ci y consente ou sans que la loi l'autorise.

1991, c. 64, a. 35; 2002, c. 19, a. 2.

36. Peuvent être notamment considérés comme des atteintes à la vie privée d'une personne les actes suivants:

1° Pénétrer chez elle ou y prendre quoi que ce soit;

2° Intercepter ou utiliser volontairement une communication privée;

3° Capter ou utiliser son image ou sa voix lorsqu'elle se trouve dans des lieux privés;

4° Surveiller sa vie privée par quelque moyen que ce soit;

5° Utiliser son nom, son image, sa ressemblance ou sa voix à toute autre fin que l'information légitime du public;

6° Utiliser sa correspondance, ses manuscrits ou ses autres documents personnels.

1991, c. 64, a. 36.

37. Toute personne qui constitue un dossier sur une autre personne doit avoir un intérêt sérieux et légitime à le faire. Elle ne peut recueillir que les renseignements pertinents à l'objet déclaré du dossier et elle ne peut, sans le consentement de l'intéressé ou l'autorisation de la loi, les communiquer à des tiers ou les utiliser à des fins incompatibles avec celles de sa constitution; elle ne peut non plus, dans la constitution ou l'utilisation du dossier, porter autrement atteinte à la vie privée de l'intéressé ni à sa réputation.

1991, c. 64, a. 37.

38. Sous réserve des autres dispositions de la loi, toute personne peut, gratuitement, consulter et faire rectifier un dossier qu'une autre personne détient sur elle soit pour prendre une décision à son égard, soit pour informer un tiers; elle peut aussi le faire reproduire, moyennant des frais raisonnables. Les renseignements contenus dans le dossier doivent être accessibles dans une transcription intelligible.

1991, c. 64, a. 38.

39. Celui qui détient un dossier sur une personne ne peut lui refuser l'accès aux renseignements qui y sont contenus à moins qu'il ne justifie d'un intérêt sérieux et légitime à le faire ou que ces renseignements ne soient susceptibles de nuire sérieusement à un tiers.

1991, c. 64, a. 39.

40. Toute personne peut faire corriger, dans un dossier qui la concerne, des renseignements inexacts, incomplets ou équivoques; elle peut aussi faire supprimer un renseignement périmé ou non justifié par l'objet du dossier, ou formuler par écrit des commentaires et les verser au dossier.

La rectification est notifiée, sans délai, à toute personne qui a reçu les renseignements dans les six mois précédents et, le cas échéant, à la personne de qui elle les tient. Il en est de même de la demande de rectification, si elle est contestée.

1991, c. 64, a. 40.

41. Lorsque la loi ne prévoit pas les conditions et les modalités d'exercice du droit de consultation ou de rectification d'un dossier, le tribunal les détermine sur demande.

De même, s'il survient une difficulté dans l'exercice de ces droits, le tribunal la tranche sur demande.

1991, c. 64, a. 41.