

C A N A D A

REGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO. : R-3863-2013

HYDRO-QUÉBEC  
Demanderesse

ET

UNION DES  
CONSOMMATEURS  
(UC)  
Intervenante

---

DEMANDE D'AUTORISATION DU PROJET LECTURE À DISTANCE  
PHASES 2 ET 3

---

**PLAN D'ARGUMENTATION**  
**DE**  
**UNION DES CONSOMMATEURS (UC)**

**Préambule**

UC intervient dans le présent dossier à titre de représentante des droits et intérêts des clientèles résidentielles avec un accent particulier pour les ménages à faibles revenus et budgets modestes.

Les sujets dont UC a traités dans le cadre du présent dossier ont pour but d'assister et d'éclairer la Régie afin que celle-ci soit en mesure de disposer de l'information nécessaire pour rendre une décision éclairée qui prenne en compte l'intérêt de la clientèle résidentielle.

Les positions et recommandations d'UC sont clairement énoncées à sa preuve qui est constituée du mémoire d'UC préparé par Mme Viviane de Tilly<sup>1</sup> et du rapport d'analyse de M. Paul Paquin<sup>2</sup>, de leurs témoignages<sup>3</sup> et des pièces présentées en audience<sup>4</sup>.

La présente argumentation n'a pas pour but de réitérer tous et chacun des éléments de la preuve d'UC mentionnés ci-dessus mais d'attirer l'attention de la Régie sur certains éléments qui y sont contenus et ou d'autres éléments qui n'y ont pas été directement traités.

---

<sup>1</sup> C-UC-0013

<sup>2</sup> C-UC-0014 ;

<sup>3</sup> Notes sténographiques du 11 avril 2014 ;

<sup>4</sup> Documents C-UC-0021 et CUC-0022, Présentation C-UC-0024;

## **Contexte**

Par la présente demande le Distributeur demande l'autorisation de continuer et d'étendre au reste du territoire québécois le déploiement du projet LAD. En effet dans le cadre du dossier R-3770 et de la décision D-2012-127, le déploiement de la Phase 1 de ce projet a été autorisé par la Régie.

Dans sa décision D-2014-004 (page 11) la Régie indique que par souci d'efficience réglementaire elle accepte de traiter conjointement les phases 2 et 3 du Projet. La Régie y constate également que la phase 3 ne représente qu'environ 13 % des CNG à être installés.

UC ne s'est pas objectée au traitement dans un même dossier des phases 2 et 3, mais souligne que ces 2 phases sont distinctes avec des enjeux distincts. UC demandera donc à la Régie de se prononcer individuellement sur chacune de ces phases dans sa décision.

## **Introduction**

Considérant le caractère distinct des phases 2 et 3, tant quant à leurs coûts d'implantation qu'aux bénéfices escomptés, UC soumet que la Régie devrait, lorsqu'elle rendra sa décision, se prononcer sur l'opportunité de déployer chacune des phases individuellement.

UC est préoccupée par le déploiement de la phase 3, qui couvrent les régions éloignées et les réseaux autonomes, notamment dans ce dernier cas, à cause des coûts du déploiement et de l'absence de bénéfices dans un contexte où les réseaux autonomes sont déjà largement déficitaires et requièrent, comme la Régie l'a déjà indiqué à de nombreuses reprises, d'autres investissements tant au niveau des approvisionnements que de l'efficacité énergétique.

Dans le cadre de l'étude du présent dossier les intervenants et la Régie ont pu bénéficier de l'expérience déjà acquise sur le terrain lors du déploiement de la phase 1.

Dans ce contexte certaines problématiques qui, faute d'expérience, n'avaient pas été soulevées en phase 1 ont pu l'être. C'est entre autres le cas des installations non conformes et des cas d'interférences. UC soumet que la Régie devrait se pencher sur ces problématiques qui découlent directement du déploiement des compteurs de nouvelle génération et à cet effet a présenté ses recommandations à la Régie.

### **1. L'Analyse économique**

#### **a) Rentabilité globale- réseau intégré**

UC a fait le constat<sup>5</sup> qu'en ce qui concerne le réseau intégré, le projet LAD serait rentable (par rapport au scénario de référence) si les gains anticipés sont réalisés. Il est donc essentiel de s'assurer que ces gains anticipés ont toutes les chances d'être réalisés.

---

<sup>5</sup> Présentation de M. Paul Paquin en audience et rapport d'analyse C-UC-0014 ;

Il faut toutefois noter que l'analyse de rentabilité du Distributeur ne tient pas compte des coûts reliés à la radiation et à l'amortissement accéléré des équipements (compteurs) qui seront retirés afin la fin de leur durée de vie utile.

Ces coûts, les clients doivent les assumer en entier.

### **b) Rentabilité Phase 3 réseaux autonomes**

Les réseaux autonomes sont régulièrement traités séparément du réseau intégré. C'est notamment le cas dans le contexte des dossiers tarifaires et d'approvisionnements<sup>6</sup>.

De plus comme le mentionne la Régie dans sa demande de renseignements<sup>7</sup> les réseaux autonomes encourent en 2014 des pertes de 202,3M\$, pertes qui sont assumées par l'ensemble des consommateurs. UC soumet en conséquence qu'avant d'autoriser le déploiement de la phase 3 du projet, relativement au réseau autonome, la Régie devrait s'assurer que le projet n'ira pas augmenter les pertes des réseaux autonomes, à moins que des avantages concrets du déploiement du Projet dans ces réseaux ne soient démontrés.

UC constate que le Distributeur n'a démontré aucun avantages et gains pour le déploiement en réseau autonome que ce soit dans sa preuve, dans ses réponses aux demandes de renseignements ou dans les témoignages rendus en audience. Au contraire la preuve ne démontre aucun gain à l'exception de la suppression de 2 postes de releveurs aux Îles-de-la-Madeleine.

. UC constate de la preuve et des témoignages que le déploiement en réseau autonome est prévu pour 2017 (mois de juin à octobre) et qu'il y aurait un peu plus de 17,300 compteurs<sup>8</sup> de type résidentiel en réseau autonome.

. que selon le scénario de référence, le remplacement des compteurs en place se serait prolongé jusqu'en 2031, année où les derniers 138,415 compteurs auraient alors été remplacés.<sup>9</sup>

UC soumet respectueusement que dans ces circonstances, il est plus que probable pour le Distributeur de pouvoir disposer de plus de 17,300 compteurs (électromécaniques ou électroniques ancienne génération dont la durée de vie pourraient atteindre 2031 (année où 138,415 compteurs demeurent à changer)).

Dans ce contexte, et afin de s'assurer que le déploiement du projet LAD en réseau intégré rencontre les bénéfices escomptés, UC soumet qu'il serait plus prudent de finaliser le déploiement de la phase 1 et de procéder et finaliser le déploiement de la phase 2 avant de procéder au déploiement de la phase 3 notamment en ce qui concerne les réseaux autonomes.

UC soumet qu'en ce qui concerne la phase 3, et préalablement à l'approbation de cette phase, la Régie devrait exiger du Distributeur qu'ils fournissent les coûts réels/prévus du

---

<sup>6</sup> Guide de dépôt du Distributeur, version juin 2010, entre autres les pages 14,15 et 25

<sup>7</sup> HQD-2 document 1 page 11, Dossier R-3854-2013 pièce B-0012 page 7 ;

<sup>8</sup> Engagement 7, HQD-4, document 3.2 , page 3 ;

<sup>9</sup> Dossier R-3770-2011, HQD-1, Document 1, Annexe B page 57 ;

déploiement du projet en réseau autonome (en opposition aux coûts moyens pour tout le projet toutes phases confondues) afin que celle-ci puisse évaluer l'opportunité de ce déploiement.

Avec respect pour la décision D-2014-037 où la Régie indique :

*[761] La Régie constate que les organismes ayant en charge les factures de plus de 95 % des abonnements résidentiels du Nunavik pourront grandement bénéficier des fonctionnalités associées au projet LAD.*

*[762] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint.<sup>10</sup>*

UC soumet dans un premier temps que, tel que précisé par le Distributeur, la gestion de la consommation n'est pas une fonctionnalité en place et ne fait pas l'objet d'une demande d'autorisation dans le cadre du présent dossier.<sup>11</sup>

Dans un second temps le Distributeur n'a nullement été établi que les réseaux autonomes pourraient bénéficier d'une telle fonctionnalité. De plus, même si tous les clients en réseaux autonomes avaient accès à l'Internet afin de vérifier leur consommation il est à l'heure actuelle peu probable qu'ils puissent écarter ou diminuer substantiellement leur usage du chauffage électrique d'appoint, considérant l'absence d'énergie alternative pour le chauffage d'appoint, la mauvaise qualité de l'isolation des bâtiments et les températures extrêmes.<sup>12</sup>

UC soumet respectueusement que si des investissements doivent être effectués en réseaux autonomes, à la charge essentiellement des clients du réseau intégré, d'autres priorités s'imposent, par exemple la mise en place de nouvelles sources d'approvisionnement en remplacement du diésel (exemple JED) et l'implantation de programmes d'efficacité énergétique.

En conséquence, consciente que la phase 3 du projet LAD inclue tant les régions éloignées du réseau intégré que les réseaux autonomes, UC demande à la Régie de ne pas approuver pour le moment le déploiement de la phase 3. Alternativement, la Régie pourrait indiquer au Distributeur qu'elle serait prête et disposée à approuver la phase 3 du Projet si les réseaux autonomes en sont retirés et que la demande du Distributeur est modifiée en ce sens.

UC demande à la Régie de demander au Distributeur de fournir les coûts réels et les bénéfices escomptés du déploiement du Projet en réseau autonome afin de pouvoir procéder à leur évaluation.

---

<sup>10</sup> D-2014-037, page 198, paragraphes 761 et 762

<sup>11</sup> HQD-2, document 1, page 12 réponses à la question 3.2 ;

<sup>12</sup> Voir Preuve de UC dossier R-3854-2013, C-UC-0017 aux pages 32 à 36 ;

UC souligne que lorsque le déploiement du projet en réseau intégré aura été complété et que les gains réels seront constatés par un suivi rigoureux de chacune des phases autorisées, il sera alors temps de considérer le déploiement en réseaux autonomes.

Le déploiement en réseaux autonomes pourrait alors être examiné en fonction des gains réalisés et en s'assurant que des gains sont toujours présents et positifs (quoique possiblement moindres). Pour UC, la décision relative au déploiement en réseau autonome ne devrait se prendre qu'à compter de 2024 afin de correspondre au moment où les clients commenceraient à bénéficier d'un bénéfice réel découlant du projet.<sup>13</sup>

Bref, UC soumet que la Régie dispose de tous les pouvoirs requis pour indiquer au Distributeur qu'elle désire voir des modifications apportées au projet avant de l'autoriser.

UC soumet respectueusement que ces recommandations sont dans l'intérêt de la clientèle et permettront de s'assurer que le Projet comportera des gains réels ou au pire une moindre perte pour les clients.

UC souligne à la Régie, avoir constaté lors de son contre interrogatoire que le Distributeur appert avoir très peu réfléchi aux coûts du déploiement en réseaux autonomes, puisque bien qu'il y ait 15 réseaux (ou plus) celui-ci a initialement indiqué que ces réseaux nécessiteraient l'installation de 8 «gab collecteurs» et confronté au nombre de réseau a arbitrairement augmenté ce chiffre à 20. UC souligne que la planification du déploiement du projet devrait être précise et non très approximative, si les coûts doivent être contrôlés.

### **c) Impacts du Projet**

#### **i) le Distributeur et l'actionnaire**

UC souligne que le Distributeur et l'actionnaire encourent peu ou pas de risque dans le déploiement du projet puisque le Distributeur en récupère les coûts auprès de ses clients.

Ceux-ci bénéficient également du fait que des frais d'exploitation sont remplacés par des investissements qui eux procurent un rendement.

Sur la base des informations fournies, UC a évalué que, pour l'actionnaire, ce bénéfice se traduirait par une augmentation du rendement de près de 40M\$ sur la période 2012-2031.<sup>14</sup>

#### **ii) les clients**

Les clients ne verront de bénéfices réels découlant du projet LAD qu'à compter de 2024. Mais pour la période initiale de déploiement jusqu'à 2018, le Projet viendra hausser les tarifs. UC souligne également qu'à terme, soit 2031, en considérant (la facture actualisée 2031) pour les clients ne seraient que de 15M\$.<sup>15</sup>

---

<sup>13</sup> Pièce C-UC-0013, page 9, Rapport de M. Paul Paquin ;

<sup>14</sup> Mémoire de UC, pièce C-UC-0014, page 12 ;

<sup>15</sup> Mémoire de UC, pièce C-UC-0014, page 10 ;

UC souligne que cette marge de gains est mince, il est donc essentiel de bien contrôler le déploiement du projet dans le cadre de suivi périodique et ce pour chacune des phases. Ce mince gain justifie également de procéder avec prudence et d'attendre avant de décider de déployer en réseaux autonomes.

#### **d) Conclusions**

UC soumet que la Régie ne devrait pas approuver le déploiement de la Phase 3 dans sa forme actuelle.

UC soumet que la Régie devrait demander au Distributeur d'exclure de la Phase 3 le déploiement du Projet en réseaux autonome avant de procéder à l'approbation de cette phase.

UC soumet que la Régie devrait demander au Distributeur de soumettre les coûts et gains réels (vs le scénario de référence) du déploiement complété en réseau intégré de même que des précisions sur les gains escomptés (financiers et autres) pour les réseaux autonomes avant d'approuver le déploiement en réseaux autonomes.

Considérant la faible marge de bénéfices escomptés pour les clients à l'horizon 2024, UC soumet que le Distributeur devrait continuer de soumettre à la Régie un suivi trimestriel dans la forme actuelle pour chacune des phases individuellement jusqu'à ce que le déploiement en réseau intégré soit complété et par la suite soumettre un suivi annuel;

Par la suite selon les gains réalisés dans le cadre du déploiement en réseau intégré, et selon les coûts/bénéfices du déploiement en réseaux autonomes la Régie pourrait se prononcer sur l'opportunité de procéder à ce déploiement.

## **2. Installations non conformes**

La problématique des installations non-conformes a été soulevée dans le contexte du bilan de la Phase 1.

Le Distributeur indique qu'il demande à chaque client d'assumer les coûts de mise en conformité de son installation (à moins que le Distributeur ne soit directement responsable d'un bris).

Le Distributeur indique que si le client ne se conforme pas à sa demande de mise en conformité il irait jusqu'au moyen ultime de l'interruption de service.<sup>16</sup>

Dans le contexte où, du point de vue du Distributeur ces cas sont peu nombreux; Dans le contexte où pour plusieurs de ces cas le Distributeur a été à même de constater la non-conformité des installations depuis plusieurs années et n'a rien fait;

---

<sup>16</sup> Réponse à l'engagement 3, faisant suite à la séance de travail du 14 février 2014, HQD-3, document 2, pages 3 et 4 ;

Dans le contexte où ces mises en conformité sont devenues soudainement nécessaires afin de permettre le déploiement des CNG et doivent se faire rapidement;

UC soumet qu'exceptionnellement pour fin d'installations des CNG le Distributeur devrait assumer les frais de mise en conformité des installations.

À défaut par la Régie d'accepter cette demande, UC soumet que le Distributeur devrait minimalement couvrir les frais d'électricien pouvant être requis pour la mise en conformité.

UC souligne que la Régie devrait à ce titre s'inspirer des décisions prises en Ontario<sup>17</sup> et ordonner au Distributeur d'assumer les frais raisonnables de mise en conformité. Ces frais seront alors inclus dans les contingences du Projet.

Alternativement et dans tous les cas, UC soumet que le Distributeur devrait identifier les ménages à faible revenu et budget modeste au prise avec cette problématique et leur offrir une assistance financière pour la remise en conformité.

Suite aux photographies déposées en audience, bien que ce sujet ne soit pas celui de la présente audience, considérant les risques importants relatifs à la sécurité des personnes, UC profite de la présente pour demander à la Régie d'indiquer dès à présent au Distributeur que, si un de ses employés constate une installation telle que celle qui apparaît à la page 4 de HQD-4 document 1.2, où une bonbonne de propane est située directement sous les compteurs, il devra immédiatement faire rapport et le Distributeur devra informer le client de la problématique et les autorités compétentes responsables de la sécurité, (ex. les pompiers).

### **3. Interférences**

Dans le cadre du dossier R-3770-2011 le RNCREQ avait abordé la possibilité d'interférences, brouillage résultant de l'installation des CNG. Aux diverses questions alors posées le Distributeur a répondu de manière vague<sup>18</sup>.

La Décision D-212-127 n'aborde pas cette question.

Par la suite, et depuis le déploiement du Projet, le Distributeur affiche sur son site web<sup>19</sup> : la mention suivante : *«Par contre, certains appareils plus vieux font appel à la technologie analogique (en déclin). Bien qu'ils soient conformes à la norme mentionnée ci-dessus, ils pourraient subir un effet de brouillage provenant d'autres appareils fonctionnant dans la même bande de fréquences.»*

Le site Web ne comporte aucune mention de solution possible et/ou par exemple aucune des informations fournies en audience.

Pourtant, lors de son témoignage en audience le Distributeur a reconnu avoir constaté un cas d'interférences avec un haut parleur lors du projet pilote *Heure juste*. Il indique

---

<sup>17</sup> Preuve de UC, C-UC-0013 aux pages 6 à 10 ;

<sup>18</sup> voir preuve de UC C-UC-0013, pages 11-12;

<sup>19</sup> <http://compteurs.hydroquebec.com/questions-reponses/technologie/brouillage-electronique-nouveaux-compteurs-hydro-quebec>

avoir collaboré pour régler ce cas. Il a acquis le système pour l'expertiser et il ajoute «c'est là qu'on a vu que c'était une vieille technologie et que les nouvelles technologies qui arrivaient sur le marché ne présentaient pas ces cas d'interférence-là»<sup>20</sup>

Il mentionne également un autre cas d'interférences lors du déploiement de la phase 1 relatif au détecteur de mouvement d'une lumière et précise «Ca peut même arriver qu'on aille faire des visites chez le client pour voir c'était quoi le problème. Un, pour confirmer que c'est vraiment un problème d'interférence. Et puis là, on fait l'analyse de ces détecteurs-là, c'est une marque en particulier qui est plus sensible. Mais il y a des solutions. Souvent, bon, il y a des marques qu'il n'y a aucun problème. Il y en a qui sont ajustables sur l'intensité. Donc en réglant ça vous pouvez arrêter l'interférence»<sup>21</sup>.

Le Distributeur indique dans sa preuve<sup>22</sup> avoir reçu 37 plaintes (71 dans le suivi du 31 mars 2014<sup>23</sup>) concernant des équipement qui fonctionneraient moins bien à cause d'interférences associées aux CNG.

L'entente conclue avec les intervenants CANSWISP et al. indique également qu'il pourrait y avoir des interférences pour l'accès Internet sans fil. Pour ce type d'interférences, le Distributeur indique qu'il partagera les coûts nécessaires afin d'identifier s'il y a un problème avec les fournisseurs Internet. Il indique que ces coûts sont déjà intégrés au projet et que si d'autres coûts devaient être encourus afin de régler un problème éventuel, ils seraient couverts par la contingences.<sup>24</sup>

UC soumet respectueusement que la Régie devrait demander au Distributeur de compléter les informations offertes sur son site Web et d'y indiquer les solutions qu'il propose pour mettre fin à un problème d'interférences et de préciser les aides qu'il peut apporter au client pour ce faire.

Considérant le nombre limité de plaintes, et le fait qu'il entend utiliser le compte de contingence pour régler certaines interférences UC soumet que le Distributeur devrait offrir son aide au client afin de régler tout problème d'interférences. UC souligne que le client ne devrait pas être obligé d'encourir des frais afin d'acquérir de nouveaux appareils seulement parce que le Distributeur désire installer des CNG.

UC soumet que la Régie devrait indiquer au Distributeur que, dans le cadre de son projet il doit s'engager à soit aider le client à régler les problèmes d'interférences que causent les CNG sur les équipements du client ou dédommager celui-ci de manière raisonnable en cas d'interférences ne pouvant être réglées.

UC soumet que l'installation des CNG ne doit pas obliger les clients à consommer et acheter des appareils qu'ils n'auraient pas autrement acquis. Un appareil peut avoir 10 ans ou même plus et être encore en parfait état. Le déploiement d'une nouvelle technologie, les CNG, ne doit pas forcer les clients à modifier leur comportement face à divers biens de consommation.

---

<sup>20</sup> Notes sténographiques du 10 avril 2014, Volume 2, page 89 ;

<sup>21</sup> Notes sténographiques du 10 avril 2014, Volume 2, pages 90-91 ;

<sup>22</sup> HQD-3 document 1, page 11 ;

<sup>23</sup> HQD-1, document 5 page 14 ;

<sup>24</sup> Notes sténographiques du 10 avril 2014, Volume 2, pages 78 à 81 ;



UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de poursuivre le suivi des cas d'interférence, d'apporter son aide aux clients qui en sont victimes afin d'identifier la cause de l'interférence et de la régler et à défaut de dédommager de manière raisonnable le consommateurs.

UC souligne que les clients ne devraient avoir à poursuivre le Distributeur devant les tribunaux (petite créance ou cour Provinciale) pour obtenir compensation en cas d'interférence.

#### **4. Branchement/débranchement**

En audience le Distributeur a indiqué n'avoir pas amorcé le branchement débranchement de locaux habités ou occupés. En réponse à une question de la procureure du GRAME le Distributeur indique n'avoir pas encore procédé au débranchement pour les cas de recouvrement «*c'est parce qu'on voulait vous le dire ici avant de le faire*»<sup>25</sup>. Par contre en réponse à l'engagement 3<sup>26</sup> il indique attendre en date du 14 avril 2014 la livraison de la solution informatique automatisant entièrement la fonctionnalité interruption-remise en service et son inclusion dans le système SAP.

UC est consciente que le système SAP a eu plusieurs ratés depuis son implantation.

UC partage donc les inquiétudes du GRAME relativement à l'implantation de la fonctionnalité interruption-remise en service. UC soumet que l'implantation de cette fonctionnalité devrait être remise afin d'en tester adéquatement la sécurité et le fonctionnement.

Le tout respectueusement soumis

À Montréal, ce 14 avril 2014



---

Me Hélène Sicard  
Procureur pour  
Union des consommateurs

---

<sup>25</sup> Notes sténographiques du 9 avril 2014, Volume 1, page 105;

<sup>26</sup> HQD-4 document 3.1 page 4 ;