

Régie de l'énergie du Québec

R-3788-2012

HQD - Demande de modification des tarifs et conditions de distribution d'électricité relative à une option d'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences.

Mémoire de l'ACEF de l'Outaouais

Préparé par :

Mounir Gouja, PhD

Pour

l'ACEF de l'Outaouais

109, rue Wright,

Gatineau (Qué.)

J8X 2G7

28 juin 2012



TABLE DES MATIERES

1.	Introduction et mise en contexte.....	3
2.	Option de base, option de retrait et vrai sens de l'option de référence.....	5
3.	L'option Retrait versus Refus en lien avec le principe Demandeur-Payeur	7
4.	L'option retrait en lien avec le droit de protéger sa vie privée	11
5.	Balisage avec d'autres distributeurs européens	14
6.	Solution technique retenue.....	17
7.	La condition d'absence d'avis d'interruption.....	21
8.	La condition révisée de délai de 30 jours de l'avis d'Hydro-Québec.....	24
9.	Justification des coûts	24
	1- Coûts de relève.....	24
	2- Frais liés aux technologies de l'information.....	26
10.	Prix de l'Option pour les Ménages à Faibles Revenus (MFR).....	28
11.	Annexe : projets IMA en Europe et traitement des options de retrait.....	29

1. Introduction et mise en contexte

La Régie de l'énergie (la Régie) étudie présentement la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (HQD ou le Distributeur) concernant l'autorisation d'investissement pour le projet Lecture à distance – Phase 1 (le projet LAD ou le Projet) dans le dossier R-3770-2011. Le Projet implique l'installation chez tous les consommateurs québécois de compteurs de nouvelle génération communiquant en double sens via un système maillé de transmission de données par radiofréquence du client jusqu'au centre de traitement des données chez le Distributeur.

La demande du Distributeur soulève de fortes préoccupations chez certains clients en raison de l'impact de ces compteurs sur la santé et des risques d'atteinte à la vie privée des consommateurs.

Lors de la rencontre préparatoire du 2 février 2012 tenue dans le dossier R-3770-2011, la Régie a annoncé :

[...] il y a des personnes qui ne sont pas du tout rassurées de se faire dire que ces appareils sont conformes aux normes canadiennes en matière d'émission de radiofréquences.

Alors, la Régie va devoir tenir compte de ce fait, là. Et il faut que le Distributeur trouve des solutions à cette problématique. Ces solutions, sans vous dire quoi faire, le Distributeur, ça peut se situer au niveau de la façon de déployer le projet s'il était... évidemment s'il était autorisé, ou ça peut aussi se situer au niveau des conditions de service offertes aux personnes qui ne voudraient pas de compteurs émettant des radiofréquences. (Nous soulignons)¹

¹ R-3770-2011, notes sténographiques du 2 février 2012, vol. 1, page 7 (rencontre préparatoire).

Cette demande de la Régie a été entendue par le Distributeur comme une demande « *de concilier le projet d'investissement avec le refus prévisible de certains clients d'accepter l'installation de nouveaux compteurs émettant des radiofréquences et ce, notamment par la modification des Conditions de service d'électricité (CDSÉ)¹ »*. D'où la demande déposée dans le cadre du dossier R-3788-2012 et entendue comme une réponse à la demande de la Régie exprimée lors de la rencontre préparatoire (R-3770-2012). HQD y propose des modifications aux CDSÉ accompagnant l'offre en parallèle du projet LAD d'une option qui consiste à installer des compteurs n'émettant pas de radiofréquence (ci-après option de retrait ou l'Option) pour les consommateurs résidentiels qui ne souhaitent pas avoir chez eux des compteurs de nouvelle génération.

Dans les sections suivantes du mémoire, l'ACEF de l'Outaouais (l'ACEFO ou l'Intervenante) remettra en question la compréhension du Distributeur de la demande de la Régie aussi bien au niveau du problème identifié dans le dossier R-3770-2011 concernant la préoccupation et la méfiance de certains clients vis-à-vis des impacts des compteurs NG sur la santé humaine qu'au niveau de la solution apportée dans le dossier à l'étude R-3788-2012. L'ACEFO présentera notamment sa position quant aux définitions et aux sens donnés à l'« option de référence » ou l'« option de base » et à l'« option de retrait ». Elle présentera sa vision de l'option de retrait en lien avec le principe du « Demandeur-payeur » et avec le droit de protection de la vie privée. Elle appuiera sa vision et sa position sur ce sujet et sur la solution technique retenue par des conclusions tirées de certaines expériences européennes dans le domaine du mesurage avancé. Enfin, elle présentera ses critiques concernant les conditions d'adhésion à l'option de retrait, les justifications de ses coûts et son application aux ménages à faible revenu (MFR).

¹ HQD-1, Document 1, page 5.

2. Option de base, option de retrait et vrai sens de l'option de référence

À ce jour la Régie n'a pas encore rendu sa décision dans le dossier R-3770-2011. Or, notre compréhension est à l'effet que le Distributeur demande dans ce dossier (R-3770-2011) que la Régie lui accorde l'autorisation de remplacer entre 2012 et 2017 l'ensemble des compteurs en place par des compteurs nouvelle génération quelle qu'elle soit la durée de vie utile restante de ces compteurs. Le Distributeur traite ce scénario comme étant un scénario « de référence » ou « de base » et la possibilité qu'un client demande le retrait de ce type de compteur et son remplacement par un autre non communicant comme une « option de retrait ». Ainsi, le Distributeur suppose, à tort, que son projet est admissible dans sa première version et lui rajoute l'Option comme si cette dernière lui permettait de résoudre un problème d'incohérence nécessitant la mise à la disposition du client d'une alternative à ce qu'il appelle l'option de base.

Il s'agit pour l'ACEFO d'une fausse représentation de la réalité puisqu'avant même que la Régie ne prenne le dossier R-3770-2011 en délibéré, elle a demandé que le Projet soit complété en demandant que le Distributeur apporte des solutions à certaines préoccupations, principalement celles reliées à la santé. Ainsi, suite à cette demande, le Distributeur aurait dû bien compléter le projet de sorte à ce que l'offre qui soit présentée à ses clients soit une offre complète et cohérente. Ainsi, logiquement, et en toute cohérence, le Projet à examiner en est un qui permette de remplacer les compteurs en place par d'autres qui répondraient aux besoins du Distributeur, sans forcer ses clients qui ne le souhaitent pas à accepter l'installation chez eux des compteurs émettant des radiofréquences. Une telle offre de compteurs doit être appréhendée, aux yeux de l'ACEFO, comme l'offre de référence, si la Régie devait approuver le Projet.

Pour l'Intervenante, l'option de retrait, faisant partie intégrante du Projet ne devrait pas engendrer un traitement particulier, en termes d'impact tarifaire ou de frais

additionnels, pour les clients qui refusent, pour une quelconque raison que le Distributeur fasse installer chez eux des compteurs communicants.

L'ACEFO note que le dossier R-3770-2011 est encore à l'étude devant la Régie qui, au jour de dépôt du présent mémoire, n'a pas encore rendu sa décision au sujet du Projet et de l'Option. Nous ne savons donc pas si la Régie approuvera ou non le Projet ni même l'Option qui l'accompagne et qui a été annoncée pour la première fois dans le dossier R-3770-2011, et si oui sous quelles conditions.

Il est donc, du point de vue de l'ACEFO, prématuré d'aborder à ce stade les modifications à apporter aux Conditions de services concernant l'Option. L'utilité d'une décision dans le présent dossier R-3788-2012 se limite essentiellement au besoin d'évaluer quels impacts l'Option auraient sur les coûts et la rentabilité économique du Projet dans le dossier R-3770-2011. De notre point de vue, ce n'est pas le critère de rentabilité économique à lui seul qui permettrait à la Régie de décider d'approuver ou de rejeter le Projet. D'autres critères sociaux et technologiques de décision peuvent influencer la décision de la Régie au sujet du Projet. En effet, même si le critère de rentabilité économique peut s'avérer respecté, le mauvais choix de la technologie à appliquer ou ses points faibles et les barrières d'acceptabilité sociale du Projet liées notamment aux impacts sur la santé et sur la vie privée peuvent réduire les chances d'approbation du Projet par la Régie. Selon l'ACEFO, il aurait été plus efficace sur le plan procédural que ce dossier soit conditionné par l'approbation préalable, même conditionnelle, du Projet par la Régie.

Il demeure par ailleurs difficile pour l'ACEFO, qui n'a pas donné son appui au projet LAD tel que présenté dans R-3770-2011, de se positionner par rapport au présent dossier et aux arguments du Distributeur, alors même que la Régie ne s'est pas encore prononcée sur le Projet et sur l'Option. C'est donc dans ce contexte que l'ACEFO présente ses préoccupations dans le cadre du présent mémoire.

3. L'option Retrait versus Refus en lien avec le principe Demandeur-Payeur

Dans le dossier R-3770-2011, rappelons-le, l'ACEFO avait présenté sa critique à l'égard du concept de retrait¹. Il a été question dans ce dossier que le Distributeur procède à une forte cadence de remplacement de tous les compteurs aujourd'hui en place par des compteurs NG et ce sur une période de 5 ans. Or, à ce jour, la Régie ne s'est pas prononcée sur cette demande. Ceci conduit l'Intervenante à recommander de faire la distinction entre un refus et un retrait de compteur NG. En effet, pour l'ACEFO, le client n'a pas à demander le retrait du compteur NG qui n'est pas et ne sera pas installé si la Régie rejetait la demande de remplacement massif des compteurs électromécaniques (compteurs ÉM) par des compteurs NG et si le client préférerait garder son compteur ÉM en place (ceci reste toujours possible tant que le sceau du compteur ÉM est encore valide²).

Pour l'ACEFO, l'option de retrait ne peut être appréhendée que dans le cas d'un nouvel occupant venant s'installer dans un logement déjà équipé d'un compteur NG. Autrement, il s'agirait plutôt d'une option de refus et non de retrait qui n'est pas sujette au principe de l'Utilisateur-Payeur comme le prétend HQD.

Pour l'ACEFO, même pour l'option de retrait, son application ne doit pas être soumise à des conditions de paiement d'un quelconque montant d'argent si la Régie décidait d'approuver le Projet et l'Option. La référence faite par le Distributeur au principe du Demandeur-Payeur pour justifier les frais associés à l'Option est très questionnable du point de vue de l'Intervenante qui préconise plutôt l'application du principe de l'Utilisateur-Payeur avec une interprétation complètement différente. Ce principe, qui est avant tout un concept économique, s'articule mieux avec ce que les fondateurs de la théorie économique moderne identifient comme des défaillances de marché, communément appelées « externalités ».

¹ Notes sténographiques du 4 avril 2012, page 20 – R3770-2012.

² Voir la réponse à la question 7-a de l'ACEF de l'Outaouais, HQD-3, Document-2, page 12.

Une externalité ou un effet externe désigne « une situation dans laquelle l'action d'un agent économique influe, sans que cela soit le but de l'agent, sur la situation d'autres agents, alors même qu'ils n'en sont pas partie prenante : ils n'ont pas été consultés et n'ont reçu (si l'influence est négative) ni versé (si elle est positive) aucune compensation »¹.

On distingue alors les externalités positives des externalités négatives selon leurs effets économiques :

- Les externalités positives (ou économies externes) désignent les situations où un acteur est favorisé par l'action de tiers sans qu'il ait à payer.
- Les externalités négatives (ou déséconomies externes) désignent les situations où un acteur est défavorisé par l'action de tiers sans qu'il en soit compensé.

	Externalité positive	Externalité négative
Acteur	N'est pas compensé	N'a pas à le supporter
Tiers	N'a pas à payer	N'est pas compensé

Les économistes distinguent également les externalités selon l'acte économique :

- Les externalités de production désignent l'amélioration ou la détérioration du bien-être ressenti par l'agent B, non indemnisée, suite à une production de l'agent A.
- Les externalités de consommation désignent l'amélioration ou la détérioration du bien-être ressenti par l'agent B, non indemnisée, suite à une consommation de l'agent A.

¹ Définition de Wikipedia.

Nous pourrions aussi assimiler l'acte de consommation à un acte d'utilisation pour mieux comprendre notre cas en lien avec l'utilisation d'un compteur NG. En effet, nous sommes en présence d'un projet de remplacement des compteurs actuels ÉM par des compteurs NG. Selon le Distributeur, ces nouveaux compteurs NG apporteraient des bénéfices à sa clientèle, mais pour un certain nombre de clients ils créeraient une détérioration de leur bien être pouvant résulter de leurs propres compteurs aussi bien que des compteurs des voisins.

Ce problème d'externalité est résolu par les économistes par le biais de l'« internalisation » des effets externes. L'opération consiste alors à apporter des corrections à la fonction de production du producteur et à la fonction d'utilité du consommateur/utilisateur afin que chacun d'entre eux assume l'entièreté des coûts et avantages associés à son activité. Quand il s'agit d'une externalité négative on parle alors du principe de l'Utilisateur-Payeur qui doit intégrer dans son calcul l'ensemble des coûts que les autres utilisateurs et agents économiques n'ont pas à supporter. Ce principe était conçu à son origine pour pallier aux dégradations causées à l'environnement du milieu naturel par un usage excessif de ce milieu. Son utilisation a ensuite évolué et pénétré la sphère de la finance publique et des services de l'État, notamment pour réduire les déficits chroniques des dépenses publiques dans certains secteurs comme la santé¹.

Le Distributeur évoque aussi la codification de ce principe par la Régie sous l'appellation de Demandeur-Payeur dans l'article 15.5 des CDSÉ en vertu duquel les coûts des travaux ou interventions après la mise sous tension initiale de l'installation

¹ Voir par exemple le rapport du Groupe de travail sur la tarification des services publics : Mieux tarifer pour mieux vivre ensemble, Gouvernement du Québec, 2008.

http://www.cirano.qc.ca/fin/tarification/RapportFR_GTTSP.pdf

électrique sont facturés à celui qui demande ou occasionne ces interventions ou travaux¹.

Il en ressort que le Distributeur et les usagers des compteurs NG n'ont pas à faire subir une dégradation du bien-être et de l'état de santé des « *personnes qui ne sont pas du tout rassurées de se faire dire que ces appareils sont conformes aux normes canadiennes en matière d'émission de radiofréquences* ». Ils doivent alors internaliser tous les coûts externes liés au retrait et au remplacement des compteurs NG par des compteurs non communicants chez les clients du Distributeur qui en font la demande. Faut-il encore que cette option de retrait et la prise en charge des coûts qui lui sont associés permettent de réduire à zéro ces effets externes. Ce qui n'est pas certain, au moins pour les clients habitant dans des logements et secteurs à forte densité de compteurs NG.

Le Distributeur annonce que les clients qui vont se prévaloir de l'Option profiteront de l'impact favorable des gains d'efficacité sur les tarifs d'électricité². Il serait important alors d'établir une juste évaluation pour ces clients des externalités positives et négatives du Projet pour en déduire le solde et déterminer ce qu'ils devraient déboursier ou recevoir en adhérant à l'Option.

Il est clair que la position du Distributeur est déjà prise par rapport au solde net des externalités liées à son Projet, mais son calcul n'est pas présenté. Comme il demande l'autorisation d'affecter aux adhérents de l'Option son coût complet, cela sous-entend que les gains d'efficacité du Projet revenant à ces clients permettraient de couvrir les externalités négatives résultant de l'impact sur la santé des compteurs NG. Conclusion qui reste difficile à démontrer en l'absence d'évaluation chiffrée des impacts du Projet en efficacité et bien-être.

¹ HQD-1, Document 1, page 7.

² Réponse à la question 3-a de l'ACEFO, HQD-3-Documents 2, page 8.

En résumé, le client qui choisit l'Option ne peut pas être considéré comme un demandeur ou utilisateur d'un quelconque nouveau service offert par le Distributeur mais plutôt comme un client qui demande de se protéger contre une externalité négative causée par un projet de remplacement massif des compteurs ÉM par des compteurs NG. Le Projet est celui du Distributeur qui a choisi de passer au système de mesurage avancé et doit par conséquent assumer toutes les conséquences, y compris les coûts associés au choix de certains clients qui, pour une quelconque raison, refusent le compteur NG.

L'argument du principe du Demandeur-Payeur est donc mal utilisé par le Distributeur. Bien au contraire, l'utilisation correcte de ce principe permet de traiter la clientèle qui bénéficierait du Projet comme un Demandeur qui doit payer pour tous les coûts qui lui sont associés, y compris les coûts de l'Option faisant partie intégrante du Projet et sans laquelle la Régie n'aurait vraisemblablement pas approuvé le Projet. En effet, la situation de référence que l'on devrait alors considérer dans ce cas est celle de l'état actuel où les compteurs en place sont des compteurs électromécaniques non communicants et le nouveau service offert et dont bénéficieraient le Distributeur avec une majorité de sa clientèle est celui du système de mesurage avancé. Le principe de l'Utilisateur-Payeur devrait alors s'appliquer au Distributeur avec ses clients bénéficiaires et devrait concerner tous les coûts y compris les coûts de l'Option.

4. L'option de retrait en lien avec le droit de protéger sa vie privée

L'introduction d'une option de retrait payante soulève la grande question du droit à la sécurité et au respect de la vie privée, particulièrement en l'absence de garanties suffisantes sur la sécurité des opérations de collecte, de transmission et de stockage des données privées par les compteurs communicants et tout le système de mesurage avancé du Distributeur.

L'ACEFO est très préoccupée par ce sujet et craint que le Projet ne déclenche de nouvelles préoccupations, alors que dans l'avenir les infrastructures de mesurage avancé recueilleraient vraisemblablement de plus en plus de données encore plus fines sur les profils de consommation des clients, notamment avec l'augmentation dans le temps du nombre de fonctionnalités utilisées avec les compteurs NG.

Dans leur rapport de 2009 intitulé *Smart Privacy for the Smart Grid: Embedding Privacy into the Design of Electricity Conservation*, le *Future of Privacy Forum* et the *Information and Privacy Commissioner* de l'Ontario mettaient en garde contre l'augmentation du volume d'information sur la vie privée des personnes qui va transiter par les réseaux électriques et les risques qui s'ensuivront :

« We must take great care not to sacrifice consumer privacy amidst an atmosphere of unbridled enthusiasm for electricity reform. Information proliferation, lax controls and insufficient oversight of this information could lead to unprecedented invasions of consumer privacy. We recognize the value of the information on the grid, which will give consumers more control over their electricity usage and give utilities the ability to manage demand requirements, but the dissemination of data must be done in a trustworthy and transparent manner.

[...]

Modernization of the current electrical grid will involve end-user components and activities that will tend to increase the collection, use and disclosure of personal information by utility providers, as well as, perhaps, third parties »¹.

Au lieu de mesurer la consommation électrique à la fin de chaque période de facturation, les compteurs NG fournissent l'information à des intervalles bien plus courts. Si les mesures ne sont pas enregistrées toutes les minutes, ni appareil par

¹ <http://www.futureofprivacy.org/wp-content/uploads/2009/11/smartprivacy-for-the-smart-grid.pdf> , pages 3

et 8

appareil, elles permettent cependant de déterminer le nombre approximatif d'occupants, s'ils sont présents, s'ils sont éveillés ou endormis, si la maison dispose d'une alarme et avec quelle fréquence elle est activée, ou encore la fréquence des douches et des machines à laver le linge, etc.

Les compteurs NG offrent de nouvelles possibilités et permettent de collecter beaucoup d'information à des intervalles de temps très courts. Ces données collectées permettent d'identifier les appareils utilisés par l'abonné, avec quelle fréquence et sur combien de temps, le nombre de personnes qui occupent le foyer, etc. Toutes ces possibilités présentent des risques importants concernant la vie privée des abonnés du Distributeur.

Pour cette raison et en l'absence d'une juridiction claire et d'une institution indépendante qui peut exercer un pouvoir de contrôle de l'accès et de surveillance de la sécurité de la base de données collectées sur les clients et leurs profils de consommation d'électricité, il devient légitime, voire recommandé, pour les clients du Distributeur d'adhérer à l'option de retrait sans avoir à payer d'éventuels frais liés à ce retrait.

Contrairement à ce qui se fait dans certaines juridictions dans le monde, l'ACEFO regrette qu'aucun effort ni initiative de mise à jour au Québec n'ait été pris dans le sens de la protection de la vie privée des québécois dans les nouveaux contexte et débat sur l'introduction du système de mesurage avancé. Plusieurs experts internationaux¹ recommandent qu'avant toute procédure d'implémentation d'un système de mesurage avancé, il est important de commencer d'abord par réviser les lois en matière de protection de la vie privée des consommateurs à la lumière des nouvelles technologies à mettre en place.

¹ Voir le rapport de David Balmert, Daniel Grote et Konstantin Petrov de Kema International B.V. : Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community - Final Report, février 2012, page 35. <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1460178.PDF>

5. Balisage avec d'autres distributeurs européens

En avril 2009, le Parlement européen a adopté le 3e Paquet Énergie qui demande que les États membres veillent à la mise en place de systèmes de mesurage avancé de l'électricité. Si la mise en place de compteurs NG donne lieu à une évaluation favorable, il demande qu'au moins 80 % des clients soient équipés de ces compteurs d'ici à 2020.

Pour garantir la sécurité des consommateurs, la Commission Européenne a mis en place un groupe de travail chargé d'étudier à de très hauts niveaux de responsabilité les questions de sécurité associées aux réseaux intelligents et aux systèmes de mesurage avancé, y compris la cyber-sécurité, en lien avec le respect de la vie privée des personnes. L'objectif de ce groupe de travail est d'aider les différentes juridictions des États membres, quand ils auront à mettre en place des infrastructures de mesurage avancé et plus particulièrement quand ils auront à décider du partage des rôles et responsabilités eu égard à la propriété et à l'accès aux données personnelles, que tout soit fait en conformité avec les législations nationales et européenne en matière de protection de la vie privée¹.

La recommandation 2012/148 de la Commission européenne sollicite les États membres à développer le déploiement des systèmes intelligents de mesure selon une approche participative impliquant les différents acteurs de la société civile en faisant référence à la problématique de la protection des données (par.11). La recommandation appelle les États membres à prendre les mesures appropriées pour diffuser l'information sur les avantages et risques potentiels liés à l'utilisation des technologies ainsi que sur bonnes pratiques concernant les applications de mesure

¹ European Commission : Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions - Smart Grids: from innovation to deployment, Brussels, 12.4.2011.

intelligentes et prendre les mesures appropriées pour sensibiliser davantage le public (par. 17 et 18). La recommandation fournit également aux États membres des orientations concernant la conception et l'exploitation de réseaux et systèmes de mesurage avancé garantissant le droit fondamental à la protection des données à caractère personnel¹.

Au Royaume Uni, les fournisseurs d'énergie sont responsables de l'installation et de la maintenance de compteurs NG, mais la communication vers et à partir du compteur est coordonnée par une centrale des données, soit *Data and Communications Company*, contrôlée par le *Department of Energy and Climate Change* (DECC) qui l'opère à l'échelle du pays. Dans ce pays, le débat est ouvert sur la protection de la vie privée des consommateurs et sur le niveau de détail des données collectées pouvant être consulté par les fournisseurs d'énergie. En effet, le gouvernement a lancé, en avril 2012, une consultation publique² sur cette question dans la quelle il a été proposé que:

a) les fournisseurs auront accès aux données de consommation mensuelles ou plus désagrégées sans l'accord du client et seulement à des fins de facturation et de réalisation de toute obligation légale ou obligation de licence;

b) les fournisseurs auront accès aux données journalières ou plus désagrégées de consommation des clients par jour pour n'importe quel but, sauf pour du marketing, avec la claire possibilité pour le client de refuser cette possibilité (opt-out);

¹ Recommandation de la Commission du 9 mars 2012 relative à la préparation de l'introduction des systèmes intelligents de mesure (2012/148/UE) <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:073:0009:0022:FR:PDF>

² Consultation on data access and privacy DECC 5 April 2012
(http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/consultations/cons_smip/cons_smip.aspx#data)

c) les fournisseurs doivent obtenir l'accord explicite (opt-in) par le consommateur d'avoir accès à des données détaillées sur la consommation (toutes les 30 minutes) et pour utiliser ces données à des fins commerciales.

Par ailleurs, le gouvernement britannique a annoncé, au début de l'année en cours, par l'intermédiaire de son ministre de l'énergie M. Charles Hendy, que le remplacement des compteurs traditionnels par des compteurs NG ne sera pas obligatoire, mais optionnel, pour les consommateurs britanniques :

*« **Bill Esterson (Sefton Central) (Lab):** Suppliers of mobile phones include warnings with new devices about the potential danger of electromagnetic radiation. Does the Minister think that suppliers of smart meters should do the same?*

***Charles Hendry:** We believe that people will benefit from having smart meters, but we will not make them obligatory. If people are concerned about the electromagnetic issues, they will not be required to have one. We have been willing to give assurances to hon. Members on that account »¹.*

Ainsi, certains fournisseurs britanniques, tel que First Utility, proposent des tarifs avantageux aux clients qui optent pour l'installation d'un compteur NG². D'autres, comme British Gas, proposent le compteur NG dans le cadre des mêmes conditions tarifaires des compteurs traditionnels³.

¹ Declaration of Charles Hendry- Minister of State for Energy- House of Commons debate, 26 Jan. 2012
<http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201212/cmhansrd/cm120126/debtext/120126-0001.htm>

² <https://www.first-utility.com/home-energy/smart-tariff>

³ <http://www.britishgas.co.uk/smarter-living/control-energy/smart-meters/faqs.html>

Aux Pays-Bas, le nouveau cadre législatif de 2010 a rendu volontaire le déploiement des compteurs NG après que le Sénat ait rejeté un projet de loi obligeant le déploiement de ces compteurs. La nouvelle législation permet aux consommateurs qui ne veulent pas de ces compteurs de demander l'option de retrait, soit en maintenant leurs compteurs traditionnels, soit en disposant de compteurs électroniques non communicants. Ils peuvent également disposer de compteurs NG tout en ayant la possibilité de limiter la transmission automatique de leurs consommations aux fournisseurs qu'ils choisissent. Ils peuvent également le faire en optant pour la facturation bimensuelle ou même annuelle¹.

Il est clair donc, d'après ces expériences, que le droit des consommateurs de ne pas s'exposer aux émissions des radiofréquences ou de communiquer leur profil réel, horaire et même journalier de consommation d'électricité doit, avant tout, être respecté. Ajoutons, enfin, qu'à ce stade de développement du Projet par le Distributeur québécois, aucune justification économique en lien avec le coût différencié dans le temps des volumes consommés ne requiert la communication par le client de ses consommations réelles ou horaires.

6. Solution technique retenue

Le Distributeur propose pour l'Option une solution qui consiste à installer chez le client qui la choisi un compteur électronique non communicant (sans la carte de radiofréquence) approuvé par Mesures Canada et homologué selon les normes d'Hydro-Québec. Il pense répondre ainsi à une des principales préoccupations de la clientèle visée.

¹ Kema International B.V. : Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community - Final Report, février 2012, page 35 <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1460178.PDF>

L'ACEFO n'est pas convaincue par cette solution, au moins pour les raisons suivantes :

- 1- Le besoin de remplacement en masse de tous compteurs ÉM par des compteurs électroniques (communicants et non communicants) n'est pas bien démontré ni dans le présent dossier, ni même dans le dossier R-3770-2011. Pour l'ACEFO, le dépassement de la durée de vie comptable de la moitié du parc actuel des compteurs ÉM ne constitue pas en soi un prétexte pour mettre à la casse des appareils qui n'ont pas encore atteint la fin de leur durée de vie utile.
- 2- Il est clair, dans le dossier R-3770-2011, que les projets pilotes n'étaient pas allés jusqu'à leurs termes et que plus de temps est nécessaire pour que plusieurs autres hypothèses soient validées, aussi bien au niveau du plan de déploiement dans les zones urbaines et dans les zones rurales, qu'au niveau de la technologie de communication et de transmission des données entre les composantes de l'Infrastructure de Mesurage Avancé¹. Un projet pilote doit, en effet, prendre tout le temps nécessaire pour qu'il révèle toutes ses conclusions. En Allemagne, par exemple, certains projets pilotes lancés depuis 2009 demeurent encore sous étude².
- 3- Dans le dossier R-3770-2011, HQD s'appuie sur l'expérience d'autres distributeurs américains qui ont choisi de lancer des cadences de remplacement importantes pour renouveler leur parc de façon rapide³. Le témoin d'Accenture a indiqué le 28 mars, en réponse lors du contre-interrogatoire du panel 4 de l'audience que la majorité des distributeurs qui ont passé à l'IMA en Amérique

¹ Voir, entre autres, le rapport et le témoignage de l'expert du GRAME dans le dossier R-3770-2011.

² Kema International B.V. : Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community - Final Report, février 2012, page 30.

³ HQD-2, Document 1, page 5, réponse à la question 1.4 de la Régie.

du Nord étaient déjà avec la technologie AMR¹, donc une bonne partie de leur gain d'efficacité est déjà réalisée par le passage des compteurs électromécaniques vers les compteurs électroniques communicants (unidirectionnels). De plus, en réponse à la première demande de renseignement de la Régie, HQD a indiqué que :

«pour la fonction de relève à distance, le gain brut sera plus important chez un distributeur qui abandonne une relève manuelle pour implanter une IMA que pour un distributeur qui a déjà implanté la technologie AMR »².

Alors nous comprenons effectivement que pour ces autres expériences, l'intérêt est manifeste de procéder à une forte cadence de remplacement des compteurs pour obtenir le maximum d'efficacité en vue d'atteindre la rentabilité minimale attendue du projet. Cependant, pour le Distributeur, la rentabilité du projet reste maintenue même si le déploiement du Projet n'était pas fait au rythme des autres distributeurs qui ont migré de l'AMR à l'AMI. Donc l'expérience des autres distributeurs nord-américains en matière de cadence d'implantation des compteurs NG ne peut pas être retenue comme argument pour que soient remplacés, à ce même rythme, les compteurs au Québec.

- 4- Un simple compteur électronique non communicant n'est pas nécessairement la meilleure solution en termes de coût pour l'ensemble de la clientèle qui adhère à l'Option ni même pour la société québécoise. En effet, compte tenu de la spécificité du Québec, connu par le rythme élevé de déménagement de ses habitants, cela implique pour les abonnés de l'Option des dépenses annuelles assez significatives qui résulteraient de l'adhésion à l'Option.

¹ Notes sténographiques, du 28 mars 2012, volume 9, page 14, dossier R-3770-2011, Panel 4.

² R-3770-2011, HQD-2, document 1, p. 19.

Le Distributeur n'a pas présenté dans sa preuve l'opportunité de recourir à d'autres alternatives technologiques comme les compteurs communiquant par câble à courant porteur (CPL ou PLC) et non par radiofréquence.

Ces compteurs peuvent, en plus, être mis en ligne ou hors ligne (communication en marche ou en arrêt) à distance et éviter le remplacement des compteurs électroniques par les compteurs NG à chaque changement d'abonné. Cette technologie de communication est en utilisation chez plusieurs distributeurs européens (voir tableau 1 en annexe). Actuellement, les 144 distributeurs italiens qui gèrent environ 34 millions de compteurs NG se basent sur le même choix technologique fait par le grand distributeur (l'ENEL) depuis 2001:

- des compteurs intelligents installés chez les clients qui communiquent par les câbles électriques basse tension et dans certains cas par la technologie IP (connexion Internet)¹;
- chaque groupe d'environ 100 compteurs sont connectés par câble électrique (Power line communication) à un collecteur;
- les collecteurs sont installés dans les cabines de transformation (moyenne-basse tension) pour la collecte des données enregistrées par les compteurs connectés;
- l'envoi des informations collectées au système central est fait par GSM. Le système central assure la gestion automatique des compteurs, la facturation et le contrôle de la qualité du service.

Dans tous les cas, et au-delà des impacts sur la santé des radiofréquences que plusieurs consommateurs veulent éviter, une solution technique doit être trouvée

¹ Kema International B.V. : Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community - Final Report, février 2012.

rapidement pour pouvoir répondre à la question fondamentale de communiquer ou non, et à quelle fréquence, les profils de consommation des abonnés.

7. La condition d'absence d'avis d'interruption

Le projet LAD vise, entre autres, à surmonter la contrainte d'accès au compteur pour accomplir des opérations de débranchement à distance. Le Distributeur trouve dans la fonctionnalité branchement/débranchement à distance, intégrée au compteur NG, une solution à son problème dans ses activités de recouvrement. Il espère ainsi pouvoir atténuer la contrainte d'accès aux compteurs pour débrancher les clients n'ayant pas réglé leurs factures.

Pour atteindre son objectif, le Distributeur propose l'application d'une contrainte dure aux demandes d'adhésion à l'option de retrait : c'est que l'abonné ne doit pas avoir reçu un avis d'interruption de service durant les 24 mois précédant sa demande. Considérant le non accès au compteur comme un frein à ses activités de recouvrement, avec cette condition, le Distributeur entend couper court à ses clients en recouvrement de contourner le débranchement par l'adhésion à l'Option. Pour lui, « *les clients ayant reçu un avis d'interruption dans les 24 derniers mois présentent un risque suffisamment élevé de non-paiement pour justifier que l'option de retrait ne leur soit pas offerte* »¹.

L'ACEFO trouve cette condition discriminatoire à l'égard des clients qui voudraient adhérer à l'Option parce qu'ils refusent de se voir imposer l'installation d'un compteur NG ou d'être contraints de vivre à proximité d'un compteur NG mais qui, d'un autre côté, ont vécu durant les 24 derniers mois des situations de précarité ou connu, à tort ou à raison, des différends avec le Distributeur.

¹ HQD-1, Document 1, page 10.

Dans sa réponse à une question de l'ACEFO, HQD souligne que :

« Dans une optique de saine gestion du risque, le Distributeur estime nécessaire de refuser l'exercice de l'option de retrait pour la clientèle présentant un risque élevé de non-paiement »¹.

L'ACEFO ne voit dans cette façon de faire qu'un simple transfert du risque du Distributeur vers le client. Ce qui veut dire que le Distributeur, cherchant à minimiser son présumé risque de non paiement, se permet d'accroître chez son client « à risque » un risque de santé et de dégradation de son bien-être.

De plus, la réception par un client d'un avis d'interruption durant les deux années précédant le dépôt de la demande d'adhésion ne signifie pas nécessairement que le client n'est pas solvable ou n'a pas réglé sa facture avant de procéder à son débranchement. Cette présomption de non solvabilité du client ignore des cas et des situations particulières dans lesquelles l'application de cette condition peut causer une injustice à de nombreux clients. Comme exemples de ces cas :

- 1- durant les 24 mois précédant sa demande d'adhésion, le client n'a pas effectué un paiement en raison d'un différend avec le Distributeur portant sur un sujet sans lien avec son revenu et sa capacité de paiement, mais il a reçu un avis d'interruption avant qu'il ne parvienne à s'entendre ou à régler son différend avec le Distributeur;
- 2- durant les 24 mois précédant sa demande d'adhésion, le client n'a pas pu respecter son entente de paiement avec le Distributeur et il reçoit un avis d'interruption, mais il a réussi tout de même à régler sa dette envers le Distributeur et éviter l'interruption du service;

¹ HQD-3, Document 2, page 5, réponse à la question 2-a.

- 3- le client refuse de fournir à Hydro-Québec le dépôt ou les renseignements exigibles en vertu des conditions de service pour une demande d'abonnement ou autres et non pour un remplacement de compteurs;

Par ailleurs, dans sa réponse à l'engagement N° 4, il ressort que sur les 141 627 avis d'interruption adressés aux clients qui n'ont pas réglé leurs factures, seulement 20 365 tentatives d'interruption « *ont été infructueuses par manque d'accès au compteur* »¹. Ce qui ne représente que 14 % de la clientèle visée. Nous en concluons qu'il serait injuste de priver au moins² 86% des clients ayant reçu un avis d'interruption d'adhérer à l'Option pour la simple raison que chez 14% de clients ayant reçu, comme eux, un avis d'interruption l'accès au compteur était impossible. Nous en concluons aussi que l'argument mis de l'avant par le Distributeur à l'effet que « *l'option de retrait ne doit pas pouvoir être utilisée pour contourner les procédures en ce sens* »³ et que l'option de retrait « *n'interfère pas dans les processus de recouvrement* »⁴ ne tient pas la route puisqu'au moins dans 86% des cas, l'accès au compteur pour débrancher le client reste possible. Il l'a été possible avant la proposition de l'Option et il n'y a pas de raison pour que cela change après l'adhésion de l'Option.

Finalement, du point de vue de l'ACEFO, cette condition ne peut qu'enclencher une fuite en avant des envois d'avis d'interruption aux clients en application stricte et rigoureuse des procédures du Distributeur, cette façon de faire étant davantage favorable à l'exclusion d'un plus grand nombre de demande d'adhésion à l'Option. Nous comprenons aussi qu'il est de l'intérêt du Distributeur d'amplifier le nombre

¹ HQD-2, Document 2, page 9.

² Nous ne disposons pas des données de l'année 2010, mais ce pourcentage devrait prendre en compte également les tentatives infructueuses d'interruption de l'années 2010 puisque la condition proposée s'applique aux deux années précédant la demande d'adhésion à l'Option.

³ HQD-1, Document 1, page 10.

⁴ HQD-3, Document 2, page 5, réponse à la question 2-a de l'ACEFO.

d'envois d'avis d'interruption. Cela permettrait de réduire les adhésions potentielles à l'Option et réduirait les risques associés au projet LAD, car plus d'adhésions à l'Option signifie aussi moins de gains d'efficience pour le Projet.

8. La condition révisée de délai de 30 jours de l'avis d'Hydro-Québec

Le Distributeur propose dans sa preuve originale l'ajout d'un nouvel article dans les CDSÉ, l'article 10.4, qui codifie l'ensemble des modalités de l'option de retrait. Il y introduit une première condition de délai pour que le client puisse adhérer à l'Option. Suite aux DDR de la Régie, de l'ACEFO et des autres intervenants, le Distributeur a révisé sa condition de délai de 30 jours de l'avis d'Hydro-Québec ou de l'installation du compteur dans le sens d'un exercice en tout temps de l'Option. L'ACEFO appuie cette suppression du délai, mais demeure en désaccord avec les frais proposés par le Distributeur pour procéder à l'option de retrait.

9. Justification des coûts

1- Coûts de relève

Pour l'Option, le Distributeur entend conserver sa pratique d'effectuer la relève manuelle aux 60 jours et maintenir inchangés les droits et obligations quant à la relève des compteurs et à la facturation¹.

Questionné par l'ACEFO sur les éventuelles barrières qui pourraient s'opposer au changement de la pratique actuelle de relève aux 60 jours, le Distributeur met de l'avant la recherche du maintien de la concordance entre la fréquence actuelle de

¹ HQD-1, Document 1, page 8.

facturation et celle des relevés de consommation¹. Or, selon nous, ce souci ne constitue pas en soi une barrière à la modification de la fréquence de relève qui pourrait contribuer à réduire les frais annuels de mesurage appliqués à l'Option, évalués à 201,96 \$. D'ailleurs, dans le dossier R-3439-2000, d'autres fréquences de relève ont fait l'objet de propositions et d'étude avec le Distributeur (90 jours, 120 jours...) et cette barrière de concordance n'était pas invoquée. Donc il semble que, techniquement, la diminution de la fréquence de relève ne constitue en rien un problème au maintien du cycle de facturation, contrairement à ce que le Distributeur voudrait nous faire croire.

Le Distributeur ajoute que la fréquence actuelle aux 60 jours est conforme à la demande de la Régie déjà exprimée par la décision D-2001-060. L'ACEFO considère que cette décision de la Régie était prise dans un contexte autre que celui dans lequel est questionnée aujourd'hui dans le présent dossier la fréquence de la relève et la Régie peut, quand le contexte évolue, rendre une nouvelle décision sur ce sujet. D'ailleurs, la Régie, dans cette décision, reconnaissait le besoin de réduire la fréquence de relève en lien direct avec l'objectif de réduire les coûts pour l'ensemble des abonnés :

« De plus, en augmentant le nombre de lectures obligatoires, la Régie imposerait des coûts additionnels au distributeur et ceux-ci devraient être supportés par l'ensemble des abonnés.

La Régie reconnaît que le distributeur doit faire tous les efforts nécessaires pour permettre au client d'obtenir, à intervalle régulier et connu, une lecture de compteur afin de connaître avec exactitude le montant des sommes dues. Toutefois, ce principe n'implique pas que le client puisse demander des lectures de compteur à volonté. En conséquence, la Régie ne croit pas opportun de donner suite à la

¹ HQD-3, Document 2, page 10-11, réponse à la question 6-a de l'ACEFO.

demande d'ARC/FACEF d'obliger Hydro-Québec à effectuer une lecture de compteur lorsque le client le requiert. Une telle activité engendre des coûts que l'on ne saurait envisager faire supporter par l'ensemble des abonnés, d'autant plus qu'un abonné peut effectuer une autorelève s'il le juge nécessaire. »¹.

Après tout, il revient à la clientèle qui adhérerait à l'Option, si la Régie l'approuvait avec le Projet, de choisir la fréquence de relève qui lui conviendrait en connaissance de cause de ses impacts sur le coût de service. C'est pourquoi l'ACEFO est en faveur d'une consultation par sondage de cette clientèle en vue de bien définir la fréquence la plus adéquate en fonction des autres alternatives possibles comme l'autorelève.

2- Frais liés aux technologies de l'information

Le Distributeur inclut dans les coûts de l'Option des frais qu'il évalue à 3,61 \$/an par client et qu'il attribue aux coûts des technologies de l'information. Il estime avoir besoin de réaliser des développements informatiques pour « *permettre l'identification et le suivi des demandes lors de l'installation des compteurs, de même que l'intégration des nouveaux frais sur la facture d'électricité du client, évitant ainsi l'envoi de factures distinctes* »². Il estime à 650 000 \$ le coût total de développement en technologie de l'information. Il s'agit d'un montant important que l'ACEFO a dû questionner dans ses DDR. L'Intervenante se questionne sérieusement sur la réalité de ces coûts et sur leur caractère juste et raisonnable. Elle se demande aussi s'il était vraiment nécessaire d'apporter ces développements informatiques pour intégrer tous les frais de l'Option dans la facture du client et éviter l'envoi de facture distincte.

¹ D-2001-060, page 34-35.

² HQD-1, Document 1, page 15.

La preuve au dossier de HQD n'éclaire pas suffisamment sur ces questions. De plus, la technologie de mesurage avancé pourrait évoluer dans l'avenir dans le sens d'une possible mise en marche et mise en arrêt à distance de la carte de communication (voir le témoignage de M. Abiad dans le dossier R-3770-2011) du compteur NG. L'annexe en preuve sur le balisage des options de retrait présentée par la Distributeur montre également que le distributeur américain Central Maine Power semble être en train d'installer des compteurs NG dont les émissions de radiofréquence peuvent être éteintes. L'ACEFO aurait aimé disposer de plus d'information sur cette technologie, mais le Distributeur n'était pas en mesure de la commenter, d'après sa réponse à nos DDR¹.

De l'autre côté de l'Atlantique, plusieurs compagnies électriques européennes offrent une technologie hybride de mesurage avancé conciliant la radiofréquence avec les câbles-porteurs. Le géant chinois *Holley*, 3^{ème} grand fabricant mondial de compteurs électriques offre des compteurs pouvant communiquer aussi bien par radiofréquence que par câble-porteur². *Echelon*, quant à lui, a équipé les distributeurs italien ENEL et américain Duke, par les compteurs NG communiquant par câble-porteur³.

La transmission par lignes téléphoniques est aussi une technologie qui date depuis plus d'une décennie et qui peut être utilisée pour le mesurage avancé de la consommation électrique⁴.

Cette ouverture technologique, avec les avantages qu'elle pourrait offrir en termes de nouvelles options de retrait, devrait être bien étudiée par le Distributeur et prise en considération dans ses décisions et choix technologiques. C'est pourquoi une décision précipitée dans le type de développement informatique conduirait à des dépenses peu

¹ HQD-3, Document 2, page 18, réponse à la question 12-b de l'ACEFO.

² <http://gigaom.com/cleantech/a-smart-meter-giant-youve-never-heard-of-holley-metering/>

³ <http://gigaom.com/cleantech/echelon-takes-the-smart-grid-to-the-edge/>

⁴ <http://gigaom.com/cleantech/pge-picks-radio-off-smart-meter-option/>

prudentes, de l'avis de l'ACEFO. Le Distributeur devrait tirer des leçons de l'expérience du distributeur californien PG&E qui a déjà déployé plus de 8 millions de compteurs NG et pour qui on estime que faire un changement radical dans son infrastructure de mesurage avancé constitue maintenant une solution très coûteuse¹.

10. Prix de l'Option pour les Ménages à Faibles Revenus (MFR)

La proposition du Distributeur concernant l'option de retrait n'accorde aucun traitement particulier pour les MFR. Bien au contraire, les conditions préalables viennent serrer l'étau sur cette clientèle en lui imposant la contrainte d'absence d'avis d'interruption durant les deux années précédant la demande d'adhésion à cette option de retrait. De plus, aucun traitement n'est proposé pour ce qui est du prix de l'Option pour les MFR, le montant exigé en frais initiaux comme en frais mensuels pour l'adhésion à l'Option étant le même pour tous les clients, indépendamment du niveau de leurs revenus.

L'expérience de PG&E nous indique que les MFR bénéficient d'un rabais comme le fait ce distributeur californien qui applique à ses clients résidentiels des frais initiaux d'accès à l'option de retrait de 270 \$US et des frais mensuels de 14 \$US. Pour sa clientèle à faible revenu et dans le cadre de son programme CARE, PG&E applique des frais initiaux et des frais mensuels environ 20% plus bas. Ce distributeur pratique également une politique d'allègement des frais fixes en contre partie d'une faible augmentation des frais mensuels².

L'ACEFO déplore que le Distributeur ait conçu son Projet et l'Option tel qu'il l'a fait, notamment par l'application de frais pour l'exercice de l'option de retrait. L'intervenante regrette également le fait que le Distributeur, dans sa proposition relative au Projet et à

¹ <http://gigaom.com/cleantech/pge-picks-radio-off-smart-meter-option/>

² <http://gigaom.com/cleantech/pge-picks-radio-off-smart-meter-option/>

l'Option, n'ait aucunement tenu compte des MFR, lesquels nécessiteraient, indubitablement, un traitement particulier.

11. Annexe : projets IMA en Europe et traitement des options de retrait