

DOSSIER R-3897-2014

Réponse d'UC à la Demande de renseignement N° 1

de la Régie

Le 10 février 2016

1. Référence : Pièce C-UC-0016, p. 10.

Préambule :

« L'expert de l'AQCIE/CIFQ propose de laisser mains libres au Distributeur et au Transporteur afin que ceux-ci puissent modifier les tarifs en cours de mécanismes afin d'atteindre les objectifs qui leur auront été désignés. En ce qui concerne les tarifs résidentiels du Distributeur, UC s'oppose à cette proposition. Les modifications à la stratégie tarifaire ont des impacts redistributifs importants et sont un aspect sensible pour la clientèle résidentielle. UC préfère le maintien de la démarche actuelle, dans laquelle la Régie approuve la stratégie tarifaire du Distributeur. »

Demande :

1.1 Veuillez élaborer sur les raisons motivant votre opposition à la proposition de l'expert de l'AQCIE-CIFQ quant à la flexibilité commerciale ainsi que sur les impacts sur la clientèle résidentielle

Réponse :

Selon UC, c'est à la Régie de fixer les tarifs et non au Distributeur, ni au Transporteur.

À titre d'exemple sur les impacts redistributifs de la stratégie tarifaire du Distributeur, des scénarios d'impacts tarifaires pour la classe domestique ont été présentés dans une séance de travail le 12 juin dernier :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-037/HQD_Presentation_SeanceDomestique_GraphiqueImpactsTarifaires_12juin2015.pdf .

Au sujet des impacts tarifaires relatifs aux modifications de l'interfinancement entre la classe domestique et les autres classes tarifaires, voir notamment la preuve d'UC au dossier R-3933-2015 en page 30, Figure 4 :

http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-C-UC-0008-Preuve-Memoire-2015_11_05.pdf .

De plus, l'expérience récente démontre bien l'impact que pourrait avoir la « flexibilité marketing » pour la clientèle que représente UC.

En effet dans la présente cause tarifaire du Distributeur (R-3933-2015) et sans présumer de la décision de la Régie à cet effet, le Distributeur a cherché à attribuer¹ une hausse tarifaire de 1,7 % à la classe domestique alors qu'une

¹ Voir Tableau E-1, B-0136, R-3933-2025. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-B-0136-Audi-Piece-2015_12_09.pdf

hausse selon la variation des coûts aurait plutôt provoqué une légère baisse de tarifs pour cette clientèle. Conséquemment, le Distributeur a cherché à attribuer une hausse de 1 % aux Grands Industriels plutôt qu'une hausse de 7 %, qui surviendrait si le principe de causalité des coûts était respecté.

- 2. Références :**
- (i) Pièce C-HQT-HQD-0023, p. 26;
 - (ii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 105.

Préambule :

(i) « *The current scorecard indicators measure customer satisfaction, service reliability, quality of service, safety, and environmental performance. HQD currently tracks eight measures across five categories (customer satisfaction, reliability, electric supply, customer service and public and employee safety), while HQT currently tracks several measures across four categories (customer satisfaction, reliability, costs evolution, environmental indicators).* »

(ii) « *Both plans should have extensive performance metric systems. In these systems, some metrics should have only targets whereas others should be used in performance incentive mechanisms. A short list of the more important metrics should be featured in a scorecard that is posted electronically by the Régie or Hydro-Québec for the public to see. PIM calculations should be externally audited. Reliability goals should be carefully considered, since high reliability is costly.* »

Demandes :

2.1 Veuillez préciser quelles catégories d'indicateurs présentent, pour l'intervenant, la plus grande importance dans le cadre d'un suivi de la performance du Distributeur. Veuillez justifier et élaborer.

Réponse :

Dans le cadre du présent dossier, UC se préoccupera prioritairement d'indicateurs relatifs à la qualité du service à la clientèle résidentielle, puis des indicateurs de coûts.

UC souhaite également que des indicateurs spécifiques sur la qualité du service à la clientèle à faible ou modeste revenu soient mis sur pieds, et ce, afin d'éviter une diminution de la qualité du service sur ces aspects suite à d'éventuelles réductions de coûts².

Au-delà de l'importance relative des catégories d'indicateurs, UC souhaite également que la non-atteinte par le Distributeur ou le Transporteur de cibles

² Voir C-UC-0019, page 9, section 12. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPrj/R-3897-2014-C-UC-0016-Preuve-Memoire-2015_11_09.pdf

établies porte à conséquence (à tout le moins sur le plan financier), et ce dans le but d'une amélioration continue de la performance et de la qualité du service.

2.2 En regard de l'amélioration de la performance du Distributeur relativement aux coûts et à la qualité de service, veuillez élaborer sur l'ampleur et la manière d'en mesurer l'atteinte.

Réponse :

De manière générale, UC s'en remet au rapport d'expert de PEG, sujet à ses remarques dans son mémoire d'organisme (C-UC-0016).

Cependant, de façon plus précise, UC a suggéré que soient mis sur pieds, un ou des indicateurs afin de suivre la qualité du service lié à la clientèle à faible revenu ou à budget modeste. UC souligne cependant qu'il lui est difficile de présenter un ou des indicateurs précis à cet effet sans avoir accès aux données du Distributeur.

Néanmoins, sur la participation aux mesures d'efficacité énergétique des ménages à faible ou modeste revenu, un indicateur donnant le pourcentage des montants du PGÉE affecté à ces clientèles pourrait être retenu. Un tel indicateur avait été utilisé chez Gaz Métro par le passé³.

Au sujet du temps d'attente téléphonique, UC peut suggérer l'ajout d'un ou des indicateurs sur la rapidité de réponse téléphonique pour les clients résidentiels en recouvrement du Distributeur. Ces indicateurs pourraient être le coefficient de service téléphonique (CST), et le délai moyen de réponse téléphonique (DMR). Des cibles pertinentes devraient également être établies. À cet effet, une étude de productivité et un balisage pourraient être utiles.

Au sujet des ententes de paiement, UC demande au minimum le maintien de l'offre actuelle, et souhaite sa bonification. UC rappelle la décision D-2001-259 qui confirmait le besoin d'un encadrement réglementaire sur les ententes de paiement :

Exercice de la compétence de la Régie

Les ententes de paiement constituent l'enjeu majeur pour Hydro-Québec et les intervenants dans la présente affaire. Les ententes de paiement sont au nombre de 600 000 par année et elles font l'objet de 2 400 plaintes des abonnés. Comme les pratiques d'Hydro-Québec varient à ce sujet dans le temps et sur le territoire québécois, il y a un besoin d'encadrement réglementaire. En conséquence, la Régie est d'opinion que l'exercice de sa compétence est souhaitable.⁴

³ Voir par exemple, D-2007-047_Annexe, page 34. [En ligne] : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2007-47_Annexe.pdf

⁴ D-2001-259, page 42. [En ligne] : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2001-259.pdf>

Ainsi, dans le contexte actuel où l'offre d'ententes de paiement n'est pas codifiée dans les conditions de service, ni leurs modalités, et que le Distributeur se verra offert de forts incitatifs financiers à réduire ses frais d'exploitation en mécanisme incitatif, UC croit pertinent de maintenir une obligation réglementaire ou des cibles de performance à cet effet.

Également, UC propose que le Distributeur fasse approuver par la Régie un engagement de performance et d'amélioration sur ces enjeux. Les associations de consommateurs pourraient participer à son élaboration sur les tables de concertation du Distributeur. L'accès à certaines données concernant le recouvrement ou les ententes de paiement serait encore une fois nécessaire afin de suivre de façon adéquate les progrès du Distributeur. UC pourra suggérer une mise à jour des données qu'elle croit nécessaires le cas échéant.

Finalement, un indicateur sur le nombre de plaintes devrait être retenu. Selon la méthode de répartition de coûts actuelle, les coûts liés au traitement des plaintes sont assumés par la classe tarifaire les ayant générées. Selon UC, cette pratique devrait être modifiée afin de pénaliser le distributeur – et non sa clientèle – lorsqu'un nombre élevé de plaintes est déposé.

3. Référence : Pièce A-0029, p. 7.

Préambule :

« [21] La Régie retient l'opinion des intervenants quant aux enjeux à inclure à la phase 1. Cette phase doit permettre d'identifier le type, le nombre et les caractéristiques d'un MRI pour les mises en cause, ainsi que les indicateurs permettant de mesurer l'atteinte de chacune des caractéristiques ou chacun des objectifs opérationnels. » [nous soulignons]

Demande :

3.1 Parmi les caractéristiques proposées par les participants, veuillez préciser les cinq caractéristiques qui, selon vous, doivent être retenues dans la définition du MRI de première génération :

3.1.1. pour le Distributeur;

Réponse :

Outre le rapport d'expert de PEG, sujets aux remarques d'UC dans son mémoire (C-UC-0016) et dans les présentes réponses aux demandes de renseignements, UC n'a pas de recommandations additionnelles à faire valoir à ce stade-ci du dossier.

3.1.2. pour le Transporteur.

Réponse :

Outre le rapport d'expert de PEG, sujets aux remarques d'UC dans son mémoire (C-UC-0016) et dans les présentes réponses aux demandes de renseignements,

UC n'a pas de recommandations additionnelles à faire valoir à ce stade-ci du dossier.

4. Référence : Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 15.

Préambule :

« De plus, l'alternance de l'année de départ des MRI du Transporteur et du Distributeur peut constituer une source additionnelle d'allègement pour les partis impliqués en plus de permettre de profiter des leçons apprises. C'est d'ailleurs l'approche qu'a retenue l'Ontario Energy Board. »

Demande :

4.1 Veuillez indiquer l'ordre dans lequel la Régie devrait procéder, si elle devait retenir cette proposition. Veuillez motiver votre réponse.

Réponse :

UC préférerait que l'étude du Transporteur se fasse en premier lieu, car les enjeux de la clientèle résidentielle qu'elle représente se retrouvent principalement dans le dossier du Distributeur (conditions de services, stratégie tarifaire, interfinancement, mesures pour ménages à faible ou modeste revenu, etc.). UC pourrait ainsi profiter de l'expérience acquise dans le dossier du Transporteur pour mieux défendre les intérêts de la clientèle qu'elle représente dans le dossier du Distributeur. Nonobstant ce qui précède, UC s'attend à ce que le mécanisme de partage des trop-perçus tel que déterminé par la Régie dans le dossier R-3842-2013 s'applique dès que les modalités de la Loi le permettront.

5. Références : (i) Pièce C-UC-0016, p. 18;
(ii) Pièce C-UC-0016, p. 20.

Préambules :

(i) *« Le Distributeur indique que l'amélioration de la précision des taux de pertes observées passe par l'ajout coûteux de points de mesurage. Or, si le Distributeur voit un incitatif à démontrer une meilleure efficacité en RA, sur la base d'un facteur de productivité spécifique, il pourrait avoir avantage à améliorer au meilleur coût ses évaluations de taux de pertes.*

UC s'interroge également sur l'utilisation d'un facteur d'inflation pour l'ensemble des activités du Distributeur et se demande si un taux d'inflation spécifique au RA ne serait pas préférable. »

(ii) *« En supposant que des taux d'inflation prévus et des facteurs de productivité soient identifiés et significativement différents pour le réseau intégré et les RA, il serait possible d'isoler totalement les RA dans un MRI global du Distributeur de la façon suivante :*

$$RT_{t+1} = RI_t * (1 + I_{t+1(n)} - X_{ri}) + RA_t * (1 + I_{t+1(ra)} - X_{ra})$$

où

RT_{t+1} = revenu total de l'année prévue
 RI_t = revenu de l'année courante du réseau intégré
 $I_{t+1(n)}$ = inflation prévue du réseau intégré
 X_{ri} = facteur de productivité associé au réseau intégré
 RA_t = revenu de l'année courante en RA
 $I_{t+1(ra)}$ = inflation prévue des RA
 X_{ra} = facteur de productivité associé aux RA

Demandes :

5.1 Veuillez préciser ce qu'entend UC par « *taux d'inflation spécifique au RA* » au préambule (i), en spécifiant ce qu'il devrait mesurer et en fournissant un exemple d'indicateur économique reconnu et disponible pouvant être utilisé, si possible.

Réponse :

Conceptuellement, un taux d'inflation spécifique aux RA serait associé au « panier » d'intrants nécessaires pour fournir le service électrique en RA. Ce taux d'inflation spécifique pourrait être une somme pondérée⁵ de plusieurs taux d'inflation par exemple, un taux d'inflation associé au diesel utilisé pour le fonctionnement des centrales⁶ ou les montants remis aux clients dans le cadre du programme de compensation pour le chauffage au mazout ou un autre taux d'inflation, plus général, pour le reste des activités du Distributeur en RA et possiblement identique à celui utilisé pour le MRI en réseau intégré.

5.2 Veuillez élaborer sur ce qu'entend UC par « *facteur de productivité spécifique* » pour les réseaux autonomes en précisant si cela impliquerait, selon elle, la production d'une étude de productivité spécifique pour les réseaux autonomes.

Dans l'affirmative, veuillez indiquer si, à sa connaissance, une telle étude a déjà été produite, et le cas échéant, veuillez en fournir les références.

Si une telle étude n'est pas requise, veuillez préciser comment et sur quelle base pourrait être établi ce facteur de productivité spécifique aux réseaux autonomes. Le cas échéant, veuillez fournir des exemples de réseaux autonomes qui pourraient servir à établir ce facteur de productivité spécifique.

Réponse :

⁵ Selon la contribution de chaque élément au coût de service en RA.

⁶ Qui pourrait être calcul à partir des données colligées par la Régie sur son site Web.

A priori, l'importance relative des coûts associés aux RA ne milite pas en faveur d'une étude de productivité particulière de type TFP avec balisage, si on suppose que le coût d'une telle étude est disproportionné par rapport aux gains possibles. Pourtant, une réduction minimale (0,5 % par exemple) du déficit annuel des RA de près de 200 M\$ représente tout de même 1 M\$ par année.

À notre connaissance, il n'existe pas étude de productivité abordant spécifiquement la distribution d'électricité et la production d'électricité en RA. Il est toutefois possible de trouver, centrale par centrale, certaines informations sur la productivité de centrales en réseaux autonomes dans les provinces du Canada.⁷

Cependant, une étude de productivité de type TFP avec balisage n'est pas obligatoire. Comme l'indique Joskow⁸, l'historique de performance peut servir de point de départ au mécanisme incitatif. L'analyse de la performance d'une entreprise par des d'experts (ingénieurs ou gestionnaires) peut également mener à l'identification d'opportunités d'amélioration.

c. What benchmarks are to be used to arrive at starting values for the regulated firm's costs, revenues, and other performance indicia and how are these benchmarks adjusted over time? In some cases regulators accept the firm's current levels of costs and other dimensions of performance and focus on benchmarks for performance improvements, effectively benchmarking the firm against its historical performance. This approach reflects the assumption that the firm can do better than it has in the past, but still leaves open the question of performance improvement norms. Another approach is to benchmark the firm's current performance using appropriate comparisons with other similarly situated firms, properly adjusting for differences in the cost opportunities and demand patterns faced by similar but not identical comparator firms. Where there is not a set of reasonable comparator firms to draw upon, regulators may rely on engineering and management "experts" to study the firm's performance and opine on cost improvement opportunities and the associated uncertainties, perhaps drawing analogies from components of firms in other industries.⁹

À titre indicatif, l'analyse historique du coût annuel de prestation des RA pourrait servir de balise pour établir un objectif de performance. Le tableau suivant présente les données des 12 dernières années. Les ventes prévues en énergie

⁷ Par exemple, le nombre de litres de diesel par quantité d'énergie produite. Voir

www2.nrcan-rcan.gc.ca/eneene/sources/rcd-bce/index.cfm?fuseaction=admin.home1&new=true

⁸ Joskow, Paul L., INCENTIVE REGULATION IN THEORY AND PRACTICE : ELECTRICITY DISTRIBUTION AND TRANSMISSION NETWORKS, MIT, January 2006

http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/Joskow_Incentive_2006.pdf

⁹ *Ibid.*, page 17.

augmentent de 26 % sur la période alors que les coûts totaux en dollars courants, entre autres sous l'influence du coût du diesel, progressent de 40 %.

Tableau R-5.2a
Coûts de prestation, ventes prévues et réelles en RA (2005-2015)

	Coûts de prestation (M\$)					Total	Ventes prévues GWh	Ventes réelles (GWh)	Écart (a-b)/b
	Production	CFR	Transport	Distribution	SALC		(a)	(b)	
2005	112,8		6,5	5,9	3,8	129,0	313	294,5	6,3%
2006	129,8		6,3	6,9	3,9	146,9	324	293,2	10,5%
2007	126,4		4,4	7,8	3,3	141,9	316	317,2	-0,4%
2008	141,0		4,0	6,4	4,3	155,7	360	348,9	3,2%
2009	169,7		4,3	9,9	5,3	189,2	365	355,5	2,7%
2010	143,0	14,5	5,3	9,6	4,6	177,0	371	342,2	8,4%
2011	162,9	6,1	5,3	9,7	4,7	188,7	374	357	4,8%
2012	164,1	-5,2	6,1	9,1	3,9	178,0	378	366	3,3%
2013	175,0	4,0	5,1	8,5	4,1	196,7	385	376	2,4%
2014	173,7	1,4	5,4	9,6	6,8	196,9	389	386	0,8%
2015	177,1	11,8	4,9	9,8	5,7	209,3	389	-	-
2016	167,4	-5,0	5,4	8,5	4,3	180,6	393	-	-

Sources : *Coûts de prestation et ventes prévues*
R-3541-2004, HQD-12, document 4, pages 18 et 44
R-3579-2005, HQD-12, document 2, pages 17 et 45
R-3610-2006, HQD-11, document 4, pages 19 et 47
R-3644-2007, HQD-11, document 3, pages 21 et 50
R-3677-2008, HQD-11, document 3, pages 21 et 49
R-3708-2009, HQD-10, document 4, pages 22 et 51
R-3740-2010, HQD-10, document 3, pages 22 et 51
R-3776-2011, HQD-10, document 3, pages 22 et 51
R-3814-2012, HQD-10, document 3, pages 22 et 51
R-3854-2013, HQD-11, document 4, pages 22 et 51
R-3905-2014, HQD-12, document 3, pages 22 et 51
R-3933-2015, HQD-12, document 3, pages 22 et 51

Ventes réelles
2005-2010 : R-3864-2013, HQD-2, document 2, annexe 2B, page 33
Rapport annuel 2011, HQD-2, document 3, page 8
Rapport annuel 2012, HQD-2, document 3, page 8
Rapport annuel 2013, HQD-2, document 3, page 8
Rapport annuel 2014, HQD-2, document 3, page 10

La progression historique voire l'instabilité relative d'une année à l'autre des coûts de transport, distribution et service à la clientèle (SALC) suscite des questions et justifierait peut-être, en Phase 2 de ce dossier, une analyse plus poussée des variations annuelles pour établir une cible de performance.

D'autre part, même si l'utilisation d'un compte d'écart permet d'atténuer l'impact d'une prévision trop optimiste et que les dernières années ont vu une amélioration de performance, les différences considérables entre la prévision de la demande et les ventes réelles font sourciller et méritent une attention particulière qui pourrait faire partie d'une réflexion en Phase 2.

Le cœur de la question des RA nous semble toutefois les coûts de production qui représentent plus de 90 % des coûts de prestation¹⁰. Ce n'est qu'en RA que le Distributeur est responsable de la production de l'électricité. Rien n'assure et ne pourra assurer que cette production est faite au meilleur coût possible particulièrement si le déficit qui découle de ces activités est assumé par les autres clients du Distributeur ou que, dans le cadre d'un MRI, les coûts reliés aux RA sont noyés dans l'ensemble des coûts de service.

¹⁰ Dans ce cas précis, une avenue alternative à l'analyse des coûts historiques pour identifier un potentiel d'amélioration de la performance serait le recours à des experts ou à un balisage distinct pour les activités de production.

Si nous n'avons trouvé d'étude de productivité particulière aux RA, nous avons détecté de nombreuses recherches sur l'amélioration de la productivité des centrales électriques dans les contextes de la réglementation incitative ou de la déréglementation de l'industrie.

Par exemple, Knittel¹¹ a étudié l'impact de divers programmes ou outils réglementaires sur l'efficacité des centrales au gaz et au charbon américaines.

As Joskow (1974) points out, [to account for this], “virtually all” PUCs adopted automatic fuel cost pass-through programs wherein changes in fuel costs were directly passed on to the consumer without the need of a rate hearing. Although such programs are likely to reduce the need for rate hearings, the effect on efficiency may be negative because firms do not bear any of the burden from excessive fuel use. To combat this disincentive, a number of PUC shave modified their fuel cost pass-through programs such that the firm must absorb a portion of fuel cost overruns, as well as profit from lower than expected fuel costs. For example, New York has adopted a program in which each firm’s fuel costs are forecasted and 60% to 80% of any costs above those forecasted are passed through to consumers (depending on the utility). More importantly, however, if the utility’s actual costs are below this forecast, the utility retains 60% to 80% of this savings.

I analyze how fuel cost pass-through programs that allow only a portion of fuel cost changes to be passed on to consumers and provide an incentive for reductions in costs affect efficiency.¹²

Il conclut que remplacer la règle du *pass-through* du coût du combustible par une règle qui implique l'imputabilité partielle de la firme pour les dépassements de coûts du combustible ou un mécanisme incitatif qui permet à la firme de conserver une partie des économies dues à un contrôle des coûts des combustibles est supérieur au maintien des programmes traditionnels d'amélioration de l'efficacité des centrales électriques.

The empirical results imply that heat-rate and availability programs likely increase plant-level efficiency. In addition, modifying fuel cost pass-through programs such that there is both some accountability for the firm for fuel cost overruns and some incentive mechanism that allows the firm to capture a portion of the rents from keeping costs in check is superior to retaining traditional fuel cost programs.¹³

¹¹ Christopher R. Knittel, ALTERNATIVE REGULATORY METHODS AND FIRM EFFICIENCY: STOCHASTIC FRONTIER EVIDENCE FROM THE U.S. ELECTRICITY INDUSTRY, The Review of Economics and Statistics, August 2002, 84(3) : 530–540. <http://web.mit.edu/knittel/www/papers/pbr.pdf>

¹² *Ibid.*, pages 531-532.

¹³ *Ibid.*, page 540.

Plus récemment, Craig et Savage¹⁴ ont étudié l'impact de la dérèglementation sur l'efficacité des centrales électriques alimentées au charbon, au gaz ou au pétrole pour conclure que les centrales de propriété privée, situées dans des états où le marché de l'électricité avait été dérèglementé, étaient plus efficaces.

We contribute to this literature by developing a unique and comprehensive annual data set for of over 950 coal, natural gas and petroleum fueled generation plants from 1996 to 2006. The data represent six different types of generation technology and measure efficiency by the heat rate; the number of British Thermal Unit's (btu's) of fuel used to generate a megawatt hour (mWh) of electricity. In contrast to existing studies, our sample period spans beyond 1999 and covers the entire population of states that actually implemented market restructuring and permitted retail competition. As such, we measure the effects of anticipated and actual competition. We estimate a difference-in-differences (DID) model that shows that thermal efficiency is about 13 percent higher in investor-owned plants which are located in states that implemented market restructuring. The resulting fuel savings from these efficiency gains roughly translates to the removal of 9 to 14 million cars from U.S. roads and highways. Surprisingly, thermal efficiency is also about 12 percent higher in municipality-owned plants located in states with restructuring. This latter effect suggests that the efficiency gains from restructuring may have spilled over to non-restructured, publically-owned plants. We also estimate a selection model that measures the effect of market restructuring on efficiency, given the observable plant was an efficient producer to begin with. The results from this model suggest that the efficiencies from market restructuring stem from internal organizational and technological changes within the plant and are not due to plant attrition or mergers over time. (nos soulignés et notes de bas de pages omises)¹⁵

UC soumet qu'un MRI pour les RA, qui impliquerait une croissance limitée des coûts reconnus pour la production d'électricité amènerait le Distributeur à optimiser ses façons de faire, par exemple dans les domaines suivants.

¹⁴ J. Dean Craig and Scott J. Savage, MARKET RESTRUCTURING, COMPETITION AND THE EFFICIENCY OF ELECTRICITY GENERATION : PLANT-LEVEL EVIDENCE FROM THE UNITED STATES 1996 TO 2006, University of Colorado at Boulder, Department of Economics, November 2009.
<http://www.colorado.edu/economics/papers/Wps-09/wp09-06/wp09-06.pdf>

¹⁵ *Ibid.*, page 5.

1) Programmes commerciaux

Programme d'efficacité énergétique

Le Distributeur pourrait revoir ses orientations en matière d'efficacité énergétique particulièrement en ce qui concerne le choix de la bonne énergie. En 2011, il avait à ce propos d'intéressantes solutions pour lesquelles nous n'avons, si elles ont été mises en place, retrouvé ni suivis ni résultats.

Enfin, le Distributeur envisage de verser ces appuis financiers au constructeur afin de maximiser les occasions d'implanter le chauffage au mazout. Étant donné la part relativement importante de nouveaux propriétaires venant de l'extérieur des Îles-de-la-Madeleine, la nouvelle stratégie vise à s'assurer d'être présent au moment propice dans le cours du processus décisionnel quant à la source d'énergie.

Le Distributeur vise ainsi à obtenir un taux d'implantation du chauffage au mazout de 30 % dans les nouvelles constructions résidentielles¹⁶.

Compensation mazout

Les coûts de production croissants en RA semblent inclure le coût de la compensation mazout qui vise à inciter les clients des réseaux autonomes à utiliser le mazout plutôt que l'électricité comme principale source de chauffage de l'espace et de l'eau. Le Distributeur accorde aux clients une compensation sur le coût d'achat du mazout comportant un avantage économique de 30 % par rapport à la facture équivalente électrique. Selon UC, le Distributeur pourrait s'assurer que les modalités de ce programme sont toujours optimales, que le programme est administré adéquatement et qu'il atteint ses objectifs.

2) Condition de service

Le Distributeur pourrait par exemple considérer implanter aux Îles de la Madeleine des restrictions sur le chauffage électrique des nouvelles résidences secondaires.

3) Moyens de production

La production d'électricité en RA, principalement à partir de centrales diesel polluantes, est coûteuse. Alors qu'ailleurs de nombreux projets de production hybride combustible/énergie renouvelable voient le jour, le projet de jumelage éolien/diesel aux îles de la Madeleine est reporté¹⁷.

¹⁶ R-3776-2011, HQD-13, document, page 21

¹⁷ <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/951/hydro-quebec-distribution-doit-reporter-dune-annee-la-date-de-depot-a-la-demande-de-la-regie-intermunicipale-de-lenergie-gaspesieiles-de-la-madeleine/?fromSearch=1>

En terme de balisage sur les façons de faire, il serait intéressant d'analyser en profondeur ce qui se fait en Australie où, comme le tableau suivant l'indique, près de 16 TWh sont consommés en RA.

Tableau R-5.2b
Australie : demande en électricité réseau intégré et RA¹⁸

Electricity markets	Capacity		Consumption		Emissions CO2-e/MWh
	GW	Share	TWh	Share	
NEM	49.0	83%	199	86%	0.93
SWIS (WA)	5.5	9%	17.7	8%	0.82
Off-grid Remote Industrial Market	3.9	6%	12.4*	5%	0.61
Off-grid Remote Community Market	1.0	2%	3.4*	1%	

L'énergie produite consommée dans les RA australiens, tout comme l'essentiel de l'énergie produite en réseau intégré¹⁹, est d'origine fossile et plus coûteuse à produire.

Only two per cent of Australia's population live within the off-grid electricity market which currently consumes over six per cent of the country's total electricity demand. The off-grid electricity market sources 74 per cent of its energy from natural gas and the remainder mostly from diesel fuel. It is the most costly supplied electricity yet has the lowest average emission intensity of all Australia's electricity markets even though only one per cent of electricity is currently generated from renewable sources.²⁰

À notre connaissance, en Australie, les préoccupations relatives aux coûts de production en réseaux autonomes sont avivées par le fait que les tarifs y sont les mêmes qu'en réseau intégré, et ce, sans contraintes de consommation pour les abonnés. Les coûts de l'uniformité territoriale des tarifs semblent assumés par les gouvernements et les clients en réseau intégré. Les fournisseurs de service électrique cherchent donc à mettre en place des moyens pour réduire leurs coûts de production en RA.²¹

Parmi les solutions envisagées en Australie, le recours à des sources d'énergie renouvelable, des systèmes hybrides de production ou encore au stockage d'énergie²² sont mises en place ou envisagées. Sous l'effet d'un MRI particulier aux RA, le Distributeur pourrait s'inspirer des meilleures pratiques ailleurs pour améliorer sa performance.

¹⁸ Australian Government, AUSTRALIAN REMOTE RENEWABLES OPPORTUNITIES FOR INVESTMENT, Septembre 2013, page 4.

¹⁹ <https://www.originenergy.com.au/blog/about-energy/energy-in-australia.html>

²⁰ Australian Government op. cit., page 4

²¹ Loc. cit.

²² Queensland Productivity Commission, ISSUES PAPER : ELECTRICITY PRICING IN QUEENSLAND, October 2015, page 28, <http://www.qpc.qld.gov.au/files/uploads/2015/10/EPI-issues-paper-FINAL-141015.pdf>