Demande de renseignements no1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016
(R-3905-2014)

I) REVENUS REQUIS :

Coûts relatifs au SPEDE

Références

i. R-3905-2014, B-0035 Investissements 2015

Droits d'émission – gaz à effet de serre (GES)

Depuis le 1er janvier 2013, les entreprises visées par le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* doivent couvrir leurs émissions de GES. Le Distributeur prévoit acheter des droits d'émission de 3,5 M$ en 2015 pour couvrir les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules, la seule qui dépasse le plafond autorisé.

ii. R-3905-2014, B-0035 Investissements 2015

Tableau 7 :
Projets inférieurs à 10 M$ en respect des exigences (M$)

PROJETS	Année historique 2013	Autorisé 2014 (D-2014-037)	Année de base 2014	Année témoin 2015
Demandes de tiers	20,7	39,7	26,5	24,9
Poteaux en commun	4,9	8,1	5,3	7,0
Ententes contractuelles avec la CSEM	2,3	10,8	4,3	3,9
Droits d'émission - gaz à effet de serre	2,1		7,2	3,5
TOTAL	**30,0**	**58,6**	**43,3**	**39,3**

ii. R-3854-2013, B-0094, réponse d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R.1.10.1:

«Selon les modalités prévues au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre et selon les achats planifiés sur le marché de référence, le coût s'établirait à 1 M $.»

iii. R-3854-2013, Notes sténographiques du 10 décembre 2013, Volume 5, p. 73, m. Zayat :

«R. *Au total, c'était de l'ordre de deux millions (2 M), ça couvrait aussi bien la centrale, la majeure partie était pour la centrale, plus la partie pour les achats.*»

iv. R-3854-2013, Notes sténographiques du 10 décembre 2013, Volume 5, p. 74, m. Zayat :

Q. [116] Oui, mais sans fermer la centrale, peut-être seulement diminuer les émissions. Savez-vous si c'est vraiment près du vingt-cinq mille (25 000) ou si on parle de cinquante mille (50 000), là, je comprends que ça ne serait pas possible.

R. Ah non! C'est... J'ai cent soixante mille (160 000) en tête.

v. Budget annuel et détermination du prix minimum pour les ventes aux enchères en 2014 Publié le 19 septembre 2014 http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/budget-2014-09-19.pdf

Tableau 1 : Ventes aux enchères en 2014

Description	Nombre d'unités disponibles pour les ventes aux enchères en 2014	Prix minimum en Californie (USD)	Prix minimum au Québec (CAD)
Millésime présent (2014)	85 177 025	11,34$	11,39 $
Millésime futur (2017)	43 148 000	11,34$	11,39 $

vi. Avis de vente aux enchères, Diffusé le 19 septembre 2014, Modifié le 29 septembre 2014 :

Vente aux enchères conjointe d'unités d'émission de GES dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de la Californie et du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec, Se tiendra le 19 novembre 2014, Diffusé le 19 septembre 2014, Modifié le 29 septembre 2014 : http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/avis-fr-2014-09-19.pdf

Tableau 1 : Unités d'émission mises en vente et prix de vente minimal annuel

Vente aux enchères	Nombre d'unités d'émission	Prix de vente minimal annuel de la CA ($ US)	Prix de vente minimal annuel du QC ($ CA)
Millésime présent (année 2014)	23 070 987	11,34 $	11,39 $
Millésime futur (année 2017)	10 787 000	11,34 $	11,39 $

vii. Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 4 mars 2014

Le surveillant de marché confirme, selon les données disponibles, les résultats de la vente aux enchères établis par l'administrateur de la vente : le prix final de la vente et les quantités d'unités d'émission de millésime 2014 et de millésime 2017 adjugées aux participants. L'administrateur de la vente aux enchères a établi le prix final pour les unités de millésime 2014 à 11,39 $, pour un total de 1 035 000 unités vendues. L'administrateur indique également un prix de vente final pour les unités de millésime 2017 à 11,39 $, pour un total de 1 285 000 unités vendues.

viii. Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 27 mai 2014

Le surveillant de marché confirme, selon les données disponibles, les résultats de la vente aux enchères établis par l'administrateur de la vente : le prix final de la vente et les quantités d'unités d'émission de millésime 2014 et de millésime 2017 adjugées aux participants. L'administrateur de la vente aux enchères a établi le prix final pour les unités de millésime 2014 à **11,39 $,** pour un total de 1 049 111 unités vendues. L'administrateur indique également un prix de vente final pour les unités de millésime 2017 à 11,39 $, pour un total de 1 302 000 unités vendues.

ix. Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 26 août 2014 :

Le surveillant de marché confirme, selon les données disponibles, les résultats de la vente aux enchères établis par l'administrateur de la vente : le prix final de la vente et les quantités d'unités d'émission de millésime 2014 et de millésime 2017 adjugées aux participants. L'administrateur de la vente aux enchères a établi le prix final pour les unités de millésime 2014 à **11,39** $, pour un total de 694 000 unités vendues. L'administrateur indique également un prix de vente final pour les unités de millésime 2017 à 11,39 $, pour un total de 1 455 000 unités vendues.

x. R-3905-2014, B-0034, page 3, Tableau 1 matériaux, combustibles et fournitures (en milliers $) (Notre surligné)

Tableau 1 :
Matériaux, combustibles et fournitures (en milliers de $)

Description	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015
Stock - Matériel général[1]	**133 676**	**142 655**	**126 225**
Transformateurs aériens et souterrains	29 124	29 707	30 301
Appareillage de coupures	14 314	14 600	14 892
Câbles aériens et souterrains	13 526	13 797	14 073
Équipements de mesurage	25 974	35 260	19 616
Accessoires souterrains/connecteurs	4 665	4 759	4 854
Équipements - Autres	14 430	14 718	15 013
Accessoires de lignes	6 373	6 501	6 631
Combustibles	11 055	8 815	6 058
Protections	4 425	4 513	4 604
Poteaux	3 286	3 352	3 419
Équipements d'instrumentation et de signalisation	4 429	4 518	4 608
Vêtements	2 074	2 116	2 158
Combustibles - Production d'électricité - Réseaux autonomes	**5 110**	**5 212**	**5 316**
Provision pour matériel désuet et surplus d'actifs	**(2 346)**	**(2 393)**	**(2 441)**
MATÉRIAUX, COMBUSTIBLES ET FOURNITURES	**136 439**	**145 473**	**129 100**

[1]Comprend les matériaux relatifs au projet LAD, soit 15 M$ pour l'année historique 2013, 24 M$ pour l'année de base 2014 et 8,1 M$ pour l'année témoin 2015.

Préambule

Le GRAME constate une augmentation significative des coûts relatifs au Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) pour l'année 2015 de 1M$ (Réf. ii), puis à 2 M$ (Réf. iii), finalement à 3,5 M$ (Réf. i), comparativement au coût prévu et à celui corrigé en audience au dossier précédent et souhaite obtenir plus d'informations de la part du Distributeur sur les variations concernant les coûts d'acquisition des crédits d'émission du marché du carbone imputables à la centrale de Cap-aux-Meules et ceux imputables aux achats planifiés sur le marché de référence (Réf. ii.).

Considérant des émissions de l'ordre de 160 000 tonnes pour la centrale de Cap-aux-Meules (Réf. iii) et considérant que les droits d'émission ont été vendus **10,75 $** l'unité lors de la vente aux enchères du 3 décembre 2013, puis à **11,39** $ lors des ventes du 4

mars, 27 mai et 26 août 2014 (Réf. : vii, viii et ix) conformément aux dispositions du règlement sur le SPEDE.

Demandes

1.1. (Réf. ii.) Veuillez indiquer vos prévisions d'émissions, en nombre de tonnes de CO2, qui seront assujetties au SPEDE en 2015 pour la centrale de Cap-aux-Meules et celles prévues pour les achats planifiés sur le marché de référence.

1.2. (Réf. ii.) Veuillez préciser de quels achats planifiés il s'agit ?

1.3. (Réf. ii.) Dans vos calculs pour déterminer les coûts du SPEDE, comment considérez-vous les achats planifiés sur le marché de référence ? Comme un tout ou par contrat d'approvisionnement ? Veuillez détailler votre réponse ?

1.4. Concernant les approvisionnements en carburant pour les centrales des réseaux autonomes, veuillez indiquer si ces centrales sont considérées individuellement et donc ne dépassent pas le seuil d'assujettissement de 25 000 tonnes métriques en équivalent CO2 ?

1.5. (Réf. x.) Concernant les approvisionnements en carburant pour les centrales des réseaux autonomes, veuillez indiquer de quelle manière le coût du SPEDE est considéré dans le coût des achats de carburant ? Ce coût est-il intégré directement au coût des carburants, si oui comment expliquez-vous la réduction des coûts entre 2013 et 2015 pour les achats de combustibles au Tableau 1 ?

1.6. (Réf. vi) Considérant la vente aux enchères conjointe d'unités d'émission de GES dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de la Californie et du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec qui se tiendra le 19 novembre 2014, veuillez indiquer si le Distributeur compte y participer ?

1.7. (Réf. i.) Veuillez indiquer votre méthode de calcul et le prix considéré par unité de CO2 pour déterminer le coût de 3,5 M$ en 2015 ?

1.8. (Réf. vii, viii et ix) Considérant qu'Hydro-Québec a participé aux ventes aux enchères du 4 mars, du 27 mai et du 26 août 2014, veuillez préciser si le Distributeur y a

participé, conjointement avec Hydro-Québec, ou distinctement et veuillez préciser si les résultats obtenus pour l'acquisition d'unités de droits d'émission reflète le coût annoncé de 3,5 M$? Si non, veuillez corriger la prévision de coût d'achat ?

1.9. (Réf. ii et iii) Veuillez précicer en quoi consistent les coûts de 7,2 M $ pour l'année de base 2014 au tableau 7 et pourquoi ils diffèrent de ceux de 2 M $ annoncé par le Distributeur au dossier R-3854-2013 ?

1.10. (Réf. iii) Précisez si ce montant de 7,2 M$ comprend des obligations d'acquisition de droits d'émission d'années antérieures, ou des achats pour des années postérieures à celle de 2014 ?

1.11. Veuillez préciser le traitement comptable des droits d'émissions ?

II. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - RÉSEAU INTÉGRÉ

Références

i. R-3905-2014, B-0038, HQD-10, DOC. 1, PAGE 5

Le Distributeur a répondu aux objectifs demandés par le gouvernement du Québec et atteindra la cible de 8 TWh une année à l'avance. En 2015, les économies d'énergie cumulées du PGEÉ devraient totaliser 8,8 TWh, soit un dépassement de la cible de près de 10 %. De plus, ces économies contribueraient à réduire les besoins de puissance d'environ 1 200 MW

ii. R-3905-2014, B-0005, p. 8 et 9.

« *Le coût des achats d'électricité s'élève à 5 802 M$ en 2015, soit un montant supérieur de 348 M$ à celui reconnu par la Régie pour 2014. Cette augmentation de coût est attribuable principalement à la mise en service de projets éoliens, à l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, à une plus grande utilisation de l'électricité patrimoniale qu'en 2014 et à l'augmentation des achats de court terme pour faire face aux besoins ponctuels de la demande*. » (Notre souligné)

iii. R-3740–2010, HQD-8, doc. 8, page 6, 1 CONTEXTE D'AFFAIRES

L'efficacité énergétique est l'une des trois grandes orientations du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec et l'atteinte de la cible de 11 TWh à l'horizon 2015 reste au coeur des préoccupations du Distributeur.

iv. R-3905-2014, B-0038, page 6, Tableau 1, Résultats anticipés pour 2014

Tableau 1 :
Résultats anticipés pour 2014

Programmes et activités du Distributeur	D-2014-037		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL (M$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M$)	Économies d'énergie (GWh)
Marché Résidentiel	33	174	32	197	(1)	23
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	51	184	41	184	(10)	0
Marché Affaires - Industriel	23	100	23	107	(0)	7
Réseaux autonomes	1	2	3	2	1	1
Innovations technologiques et commerciales	11	5	10	4	(1)	(2)
Gestion de la demande en puissance	2	-	2	-	0	-
Activités communes	15	-	10	-	(4)	-
TOTAL - PGEÉ	**135**	**464**	**120**	**494**	**(15)**	**29**

v. R-3905-2014, B-0038, Page 7

En gestion de la demande en puissance (GDP), le Distributeur a annoncé, dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023, l'ajout de 50 MW par année à compter de 2016-2017 en provenance de nouvelles interventions auprès des clients. En raison de la croissance des besoins en puissance, le Distributeur déploiera des actions concrètes en ce sens. En effet, dès l'hiver 2014-2015, un projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau sera mis en place au marché Résidentiel. Par la suite, le Distributeur déploiera un programme pour l'hiver 2015-2016.

vi. R-3905-2014, B-0038, Page 10, 3.1.2. Programmes spécifiques Mieux consommer Fenestration écoénergétique – multilogement

L'offre vise à positionner favorablement la fenêtre écoénergétique auprès des propriétaires d'immeubles multilocatifs privés lors de projets de rénovation. Selon les matériaux et le type de fenêtres choisis, le surcoût pour la fenêtre écoénergétique constitue une barrière importante. Conséquemment, le versement d'un appui financier (variant en fonction des caractéristiques et de la superficie des fenêtres) est prévu lors de l'installation de fenêtres écoénergétiques admissibles au programme.

La promotion de cette offre se fera essentiellement par l'intermédiaire des manufacturiers et de leurs réseaux de distribution ainsi que par les associations de propriétaires. Le lancement de cette offre, prévu initialement fin 2013, est reporté à l'automne 2014 en raison du nombre plus important que prévu d'intervenants consultés pour le calibrage de l'approche commerciale.

vii. R-3905-2014, B-0038, Page 14-15

3.4. Gestion de la demande en puissance Le budget demandé en 2015 s'élève à 12 M$, soit une augmentation de 10 M$ par rapport aux résultats anticipés de 2014 en raison de la mise en place de nouvelles interventions.

Gestion à distance de charges résidentielles

Le Distributeur vise à accélérer le déploiement des mesures de gestion à distance des charges résidentielles lors des périodes de pointe. Il prévoit déployer pour l'hiver 2014-2015, un projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau auprès de 400 participants.

Ce projet pilote permettra de valider des technologies ainsi que des stratégies d'interruption et de reprise de charges tout en maintenant le confort des occupants. Également, le projet vise à l'établissement de différents paramètres commerciaux. À cet égard, des groupes de discussion sont également prévus.

À la lumière des résultats obtenus lors de ces travaux, le Distributeur entend déployer la première phase d'un nouveau programme dès l'hiver 2015-2016. Les modalités commerciales seront précisées au cours de l'année 2015 et seront présentées dans le prochain dossier tarifaire. Selon les estimations à ce jour, ce programme permettrait de diminuer les besoins de puissance d'environ 60 MW à l'hiver 2015-2016.

viii. R-3905-2014, B-0038, Page 16, Sensibilisation à la pointe

Pour l'hiver 2013-2014, le Distributeur a réalisé une première campagne de sensibilisation « *L'heure de pointe, ce n'est pas seulement sur la route* ». Cette campagne visait à familiariser la population à la notion de pointe hivernale ainsi qu'à l'informer sur les gestes à adopter durant les grands froids. Elle a été diffusée à la radio, dans les principaux journaux et sur le Web. Un info-courriel a également été envoyé à 1,2 million de clients, avec un taux d'ouverture satisfaisant de 55 %. Une section consacrée à la sensibilisation sur la consommation hivernale a également été ajoutée sur le site Web d'Hydro-Québec.

Au cours de l'hiver 2013-2014, le Québec a connu une vague de froid caractérisée par des températures exceptionnellement froides durant plusieurs jours. Dans ce contexte, une autre campagne « *Les hivers se suivent et ne se ressemblent pas* » a été réalisée afin de sensibiliser les clients à l'impact des grands froids sur leur consommation d'électricité et, conséquemment, sur leur facture d'électricité. Cette campagne visait également à les informer sur les moyens pouvant les aider à gérer leur consommation ainsi que sur les différents programmes offerts en économie d'énergie. Par ailleurs, le Distributeur a eu recours à deux reprises à des appels au public durant l'hiver dernier. Un nouveau service d'alertes a été déployé auprès des clients désirant recevoir un SMS lors des appels au public. De plus, le processus de sollicitation pour les bâtiments gouvernementaux a été amélioré notamment par une communication plus directe avec les intervenants impliqués et par un suivi auprès des gestionnaires de parcs immobiliers.

Au cours de 2015, le Distributeur entend augmenter ses efforts de sensibilisation. En premier lieu, la présence sur le Web sera étendue et la campagne « *L'heure de pointe, ce n'est pas seulement sur la route* » sera devancée, avec une période élargie, afin d'augmenter le temps et la qualité de l'exposition médias.

ix. A-0014, Décret 841-2014, Gouvernement du Québec, 24 septembre 2014

> «IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles:
>
> QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité:
>
> (...)
>
> -la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine»

DEMANDES

2.1. (Réf. ii) Au-delà de l'atteinte de la cible de 8 TW pour les programmes du PGEÉ, pourriez-vous donner une indication de la date à laquelle les économies d'énergie et notamment de puissance du projet CATVAR seront intégrées aux résultats du PGEÉ et seront tenues en compte pour réduire notamment les besoins en puissance et à l'augmentation des achats de court terme pour faire face aux besoins ponctuels de la demande ?

2.2. (Réf. i et ii) Concernant la cible du PGEÉ, le Distributeur a-t-il tenu compte de la venue d'une nouvelle cible par le Gouvernement du Québec au-delà de 2015 dans le calcul des estimations de ses besoins en puissance et pour ses besoins liés à l'augmentation des achats de court terme pour faire face aux besoins ponctuels de la demande ?

2.3. (Réf. ii) Le Distributeur va-t-il dans un avenir rapproché tenir compte de la possibilité d'introduire ou d'étudier une tarification comportant des crédits, notamment pour la clientèle qui réduit sa consommation en pointe lors des appels au public, pour réduire l'augmentation des achats de court terme pour faire face aux besoins ponctuels de la demande ?

2.4. (Réf. viii.) Le Distributeur est-il en mesure d'estimer l'impact sur la réduction de la consommation en pointe (% ou kWh) lors des 2 appels au public de l'hiver dernier?

2.5. (Réf. viii.) Concernant la campagne « *L'heure de pointe, ce n'est pas seulement sur la route* » pour 2015, le Distributeur s'est-il fixé un objectif de réduction (% ou kWh) en pointe? Comment prévoyez-vous mesurer l'impact de cette campagne?

2.6. (Réf. iv.) Concernant les activités en Gestion de la demande en puissance, veuillez fournir les résultats anticipés, s'ils ne correspondent pas à zéro pour 2014 ?

2.7. (Réf. vi.) Veuillez préciser en quoi consistent les paramètres de la fenêtre écoénergétique dans un contexte multi-locatif de projets de rénovation ?

2.8. (Réf. vii.) Veuillez identifier dans les grandes lignes les paramètres de base du projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau prévu à l'hiver 2014-2015, par exemple la clientèle sera-t-elle recrutée sur une base volontaire, sera-t-elle rémunérée pour l'interruption de leur chauffe-eau à la pointe ?

2.9. (Réf. v.) Veuillez préciser si le projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau prévu à l'hiver 2014-2015 pour le marché Résidentiel nécessitera l'usage des compteurs avancés pour le déploiement à grande échelle ?

2.10. (Réf. v.) Veuillez préciser s'il sera possible de l'implanter en réseaux autonomes ? Si oui, quel en sera l'échéancier ?

2.11. (Réf. viii.) Dans un contexte de réduction des coûts et d'efficience, le Distributeur pourrait-il envisager d'intégrer un deuxième projet pilote portant sur l'appel au public, à celui portant sur la gestion de la pointe (chauffe-eau), et cela, sur une base volontaire, auquel serait attaché une bonification pour la réduction de la consommation à la pointe, via le calibrage d'un tarif adapté et reflétant les coûts évités du Distributeur ?

2.12. (Réf. ix.) En lien avec le décret D-841-2014, quels sont les modèles offrant les meilleures pratiques dans le domaine de l'efficacité énergétique avec lesquels la Régie pourrait comparer les résultats du PGEÉ du Distributeur ?

III. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - RÉSEAUX AUTONOMES

BUDGET, PROGRAMMES ET INTERVENTIONS

Références

i. B-0038, Page 26, Tableau A-2 : Budgets totaux 2003-2015 (M$)

Programmes et activités du Distributeur	Cumulatif 2003-2012	2013R	2014A	2015	Cumulatif 2003-2015
Réseaux autonomes	8	2	3	3	15
Innovations technologiques et commerciales	44	10	10	10	73
Gestion de la demande en puissance	1	1	2	12	17
Activités communes	164	11	10	12	197
TOTAL - PGEÉ	1 355	143	120	135	1 753

ii. R-3905-2014, B-0038, Page 31, Tableau B-1 : Hypothèses de calcul 2015

iii. R-3905-2014, B-0038, page 6, Tableau 1, Résultats anticipés pour 2014

Tableau 1 :
Résultats anticipés pour 2014

Programmes et activités du Distributeur	D-2014-037		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL (M$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M$)	Économies d'énergie (GWh)
Marché Résidentiel	33	174	32	197	(1)	23
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	51	184	41	184	(10)	0
Marché Affaires - Industriel	23	100	23	107	(0)	7
Réseaux autonomes	1	2	3	2	1	1
Innovations technologiques et commerciales	11	5	10	4	(1)	(2)
Gestion de la demande en puissance	2	-	2	-	0	-
Activités communes	15	-	10	-	(4)	-
TOTAL - PGEÉ	135	464	120	494	(15)	29

iv. R-3905-2014, B-0038, page 16

3.5. Réseaux autonomes

Le Distributeur poursuit le déploiement des interventions en réseaux autonomes. Le budget demandé pour 2015 est de 3 M$, soit 1,7 M$ de plus que celui déposé au dossier R-3854-2013 pour l'année 2014. Ce budget couvrira les activités en économie d'énergie et en gestion de la demande en puissance (GDP). Ces activités découlent des stratégies énoncées dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 pour les réseaux autonomes.

Le Distributeur visera à implanter un programme d'isolation de l'entretoit, comme celui en cours à Schefferville, dans tous les réseaux autonomes où le potentiel commercial se confirmera. Il étendra également, à l'ensemble des réseaux autonomes, les programmes *Éclairage public* et *Éclairage efficace*.

Pour la GDP, le Distributeur poursuit le déploiement du programme *CE3E* et les activités de sensibilisation à la pointe hivernale. Il prévoit suivre l'évolution des changements de comportements de la population à la pointe hivernale sur plusieurs années.

v. R-3905-2014, B-0038, page 17

Nunavik

Le Distributeur terminera d'ici la fin de l'année 2014 l'installation de 19 000 ampoules efficaces, prévue pour la clientèle résidentielle, dans tous les villages du Nunavik. De plus, le programme visant le remplacement de 1 250 luminaires de rue par des DEL a débuté en 2014. Le Distributeur accélère le remplacement de ces luminaires et cette intervention, initialement prévue sur deux ans, devrait se terminer à la fin de l'année 2014.

Enfin, toujours pour l'éclairage, une analyse de faisabilité de l'éclairage efficace pour la clientèle commerciale et institutionnelle est actuellement en cours et s'inspire du programme réalisé aux Îles-de-la-Madeleine.

De concert avec les dirigeants de l'Administration régionale Kativik et de la Société Makivik, le Distributeur effectuera, à l'automne 2014, une étude afin de mieux comprendre la consommation d'électricité des ménages, notamment la consommation facturée à la deuxième tranche des tarifs D et DM. Cette étude inclura des audits énergétiques dans une cinquantaine de bâtiments.

Les résultats permettront au Distributeur de mieux cibler les interventions en efficacité énergétique pour 2015, notamment en ce qui a trait au chauffage d'appoint et aux chauffe-moteurs. Par ailleurs, le Distributeur déploiera au début de l'année 2015, dans chaque village du Nunavik, une trousse éducative pour sensibiliser les élèves des 5e et 6e années du primaire aux gestes permettant d'économiser de l'énergie.

vi. R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 5.9 et R5.2

Réponse 5.9 : *Comme les luminaires DEL ont une puissance appelée plus faible que les luminaires SHP, ils peuvent contribuer à réduire la pointe. Toutefois, le Distributeur anticipe que l'impact sur les investissements requis pour assurer la puissance garantie sera marginal considérant le nombre de luminaires installés en réseaux autonomes au nord du 53e parallèle, là où le Distributeur souhaite en premier lieu procéder au remplacement des luminaires.*

En effet, le remplacement des quelque 1 400 luminaires SHP du service complet installés au nord du 53e parallèle par des luminaires DEL permettrait de réduire, au mieux, de 83 kW les besoins à la pointe et de 346 MWh les besoins annuels d'énergie des réseaux autonomes situés au nord du 53e parallèle (15,5 MW à l'hiver 2012-2013 et 82,4 GWh en 2012), soit une réduction d'environ 0,5 %.

Réponse 5.2: *Les municipalités des 14 réseaux autonomes au nord du 53e parallèle sont toutes titulaires d'abonnements au service complet d'éclairage public.*

vii. R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, page 27 et 28

2.5. Service complet d'éclairage public

Le Distributeur prévoit remplacer au cours des prochaines années des luminaires à vapeur de sodium à haute pression (« luminaire SHP ») du service complet d'éclairage public par des luminaires à diodes électroluminescentes (« luminaire DEL »). (…)

Il est proposé d'introduire un tarif applicable au nouveau luminaire DEL offert au service complet d'éclairage public établi de manière à <u>couvrir le coût total associé au service complet d'éclairage public, soit la fourniture et l'exploitation du luminaire sélectionné, son entretien37 ainsi que son alimentation électrique</u>.

Le coût de l'alimentation électrique est calculé en fonction d'une consommation estimée et du prix de l'énergie au service général d'éclairage public. Sur la base des coûts actualisés sur une durée d'utilité de 16 ans et compte tenu de l'ajustement tarifaire proposé, le prix applicable au luminaire DEL de 6 100 lumens (ou 65 W) <u>s'élèverait à 21,81 $ par luminaire par mois au 1er avril 2014.</u>

Pour les titulaires d'un abonnement au service complet d'éclairage public, ce remplacement de luminaire représente <u>une baisse du prix d'environ 5 % par rapport à celui du luminaire offrant un service équivalent, soit le luminaire SHP 8 500 lumens (ou 100 W).</u> À l'instar des autres tarifs du service complet d'éclairage public, le Distributeur propose d'ajuster ce prix annuellement en fonction de l'ajustement tarifaire moyen du tarif G autorisé par la Régie. (Nos souligné)

viii. R-3905-2014, B-0038, pages 17-18

Îles-de-la-Madeleine

Le Distributeur procédera à l'installation d'ampoules à DEL pour l'éclairage extérieur afin de remplacer les ampoules incandescentes. Également, il effectuera une évaluation de l'état des entretoits d'une quarantaine de bâtiments résidentiels à l'automne 2014 afin de valider le potentiel d'économies d'énergie relatif à l'isolation des entretoits. Si le potentiel est confirmé, le Distributeur déploiera un nouveau programme à cet effet en 2015.

ix. A-0014, Décret 841-2014, Gouvernement du Québec, 24 septembre 2014

«IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles:

QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité:

(...)

-la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine»

Demandes

3.1. (Réf. i) Veuillez indiquer si dans le budget prévu de 2015 en réseaux autonomes, il y a des activités prévues en gestion de la demande en puissance ?

Q. (Réf. i) Si oui, veuillez indiquer le budget prévu et les résultats anticipés ?

3.2. (Réf. ii) Veuillez fournir un tableau comme celui présenté en référence ii (Tableau B-1) des résultats pour les réseaux autonomes, par programme.

3.3. (Réf. iii) Au Tableau 1, il est indiqué un budget total anticipé de 3 M $, veuillez indiquer quelles sont les raisons de l'augmentation du budget de 1 M $ à 3 M $, alors que les résultats sont restés les mêmes que ceux prévus selon le dossier R-3814-2013, soit de de 2 GH h ?

3.4. (Réf. iii) Veuillez fournir un tableau plus détaillé pour les résultats des réseaux autonomes, soit par Marché (Résidentiel, Affaires –Commercial et institutionnel et Affaires – Industriel), comme celui présenté en référence iii (Tableau 1) ?

3.5. (Réf. iii) Veuillez identifier les activités en économie d'énergie et en gestion de la demande en puissance (GDP) prévues qui correspondent au budget demandé ?

3.6. (Réf. iv) Veuillez identifier dans quels réseaux autonomes le Distributeur prévoit implanter un programme d'isolation de l'entretoit ?

3.7. (Réf. iv) Au niveau des activités de sensibilisation à la pointe hivernale, la preuve du Distributeur ne démontre pas la mise en place de stratégie visant les réseaux qui nécessiteront des besoins en puissance dans les quatre prochaines années, ni de proposition visant à utiliser la technologie des compteurs nouvelle génération qui seront installés dans ces réseaux, bien que la Régie en ait formulé la demande dans sa décision D-2014-037 (Par.762). Concernant la GDP et le programme CE3E, veuillez indiquer si seules des activités de sensibilisation seront offertes, ou si le Distributeur étudie également la possibilité d'offrir une compensation pour l'effacement de la demande lorsque les compteurs de nouvelle génération seront installés et fonctionnels, donc à moyen terme (3-5 ans) ?

3.8. (Réf. v) Veuillez préciser si les audits énergétiques prévus visent des habitations résidentielles au Nunavik, des groupes d'habitations résidentielles, ou des bâtiments institutionnels et commerciaux ?

3.9. (Réf. v) Concernant les préoccupations relatives au chauffage en deuxième tranche des tarifs D et DM au Nunavik, veuillez préciser si la venue des compteurs de nouvelle génération permettra au Distributeur d'appliquer des mesures précises pour réduire la consommation en deuxième tranche ? Si oui, lesquelles ?

3.10. (Réf. v.) Le Distributeur nous indique que pour le réseau du Nunavik, il effectuera à l'automne 2014 une étude afin de mieux comprendre la consommation des ménages, notamment celle facturée à la deuxième tranche, veuillez préciser si ces audits énergétiques viseront en priorité les réseaux qui nécessitent de l'ajout de puissance dans les quatre prochaines années ? Si non, veuillez préciser quels réseaux sont visés par ces audits ?

3.11. (Réf. v.) Le Distributeur est-il toujours confiant de terminer d'ici la fin de 2014 le virage aux luminaires DEL pour le cas de l'éclairage public complet au Nunavik, donc concernant ses propres installations ?

3.12. (Réf. vi. et vii.) Le Distributeur indiquait qu'au nord du 53e parallèle, où les 14 réseaux autonomes au nord du 53e parallèle sont toutes titulaires d'abonnements au service complet d'éclairage public, la réduction de la pointe d'éclairage grâce au remplacement des luminaires du service complet permettrait de réduire au mieux, de 83 kW les besoins à la pointe et de 346 MWh les besoins annuels d'énergie des réseaux

autonomes situés au nord du 53e parallèle (15,5 MW à l'hiver 2012-2013 et 82,4 GWh en 2012), soit une réduction d'environ 0,5 %. Veuillez préciser si des résultats sont anticipés pour la pointe de l'hiver 2015 et pour quels réseaux ? Veuillez indiquer si ces investissements permettront de retarder l'augmentation des investissements requis pour assurer la puissance garantie et indiquer dans quels cas, donc pour quels réseaux ?

3.13. (Réf. vi. et vii) Veuillez confirmer que la clientèle du service complet d'éclairage public a accès au nouveau tarif d'éclairage public, représentant un baisse du prix d'environ 5% ?

3.14. (Réf. vi. et vii) Veuillez confirmer que cette clientèle ne devra pas assumer d'autres frais d'amortissement des équipements antérieurs ?

3.15. (Réf. viii.) Concernant les Îles-de-la-Madeleine, veuillez indiquer si le Distributeur a des résultats préliminaires de son évaluation de l'état des entretoits ?

3.16. (Réf. ix.) Considérant que le Décret gouvernemental **D-841-2014** énonce que la priorité gouvernementale soit accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine, comment comptez-vous obtenir des résultats dans les réseaux autonomes ?

3.17. (Réf. ix.) Plus précisément, pourriez-vous fournir des exemples de réussite sociétale dans le marché de la distribution d'électricité en réseaux éloignés, en regard notamment à l'organisation de programmes selon des objectifs recherchés d'efficacité énergétique, de réduction de la consommation à la pointe, de réduction de la demande en puissance et finalement de substitution d'énergie polluante en réseau autonome, donc de priorisation d'énergie renouvelable ?

3.18. (Réf. ix.) De votre avis, votre modèle de production d'énergie en réseaux autonomes, associé à vos programmes en efficacité énergétique, correspondent-ils aux meilleures pratiques dans le domaine de l'efficacité énergétique ?

3.19. (Réf. ix.) Peut-on vraiment dissocier efficacité énergétique du choix en matière de production énergétique ? Les termes *Efficacité énergétique* sont-ils restrictifs à une réduction de la consommation, ou englobent-ils les fonctions d'efficience, d'usage, de choix énergétique, de gestion de la demande ?

3.20. (Réf. ix.) Comment le Distributeur compte-t-il faire des modifications significatives dans la conception même de ses réseaux autonomes, de manière à atteindre ces meilleures pratiques dans ce domaine ?

LES PUEÉRA

Références

i. R-3864-2013, B-0010, page 86, TABLEAU 5.2, PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1ER AVRIL 2013

Territoire	Prog.	Clientèle	Compensation mazout (1)	Entretien & dépannage	
				Entretien annuel	Dépannage réparation
Îles-de-la-Madeleine	IDM	Résidentiel	30% - 40,91 ¢/litre	Inclus	
		Affaires	10% - 60,37 ¢/litre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement (4)	
Nunavik	Cri	Résidentiel	30% - 40,51 ¢/litre		
		Affaires			
	Makivik	Résidentiel	30% - 40,51 ¢/litre	Inclus	
		Affaires	30% - 46,50 ¢/litre	Inclus	

Demandes

3.21. (Réf. i.) Veuillez préciser si le Distributeur est au courant que les communautés Cri et Makivik cohabitent dans certains réseaux, notamment au village de Kuujjuarapik ? Si oui, pourriez-vous indiquer quels sont les réseaux au Nunavik dans lesquels les deux communautés cohabitent ?

3.22. (Réf. i.) Qu'en est-il du remboursement à la hauteur de 30 % et du programme d'entretien et dépannage que reçoivent les habitants de Kuujjuarapik au niveau résidentiel, selon que cette clientèle soit de la communauté Cri, ou celle de Makivik ?

3.23. (Réf. i.) Qu'en est-il du remboursement à la hauteur de 30 % et du programme d'entretien et dépannage que reçoivent les habitants de Kuujjuarapik au marché Affaires, selon que cette clientèle soit de la communauté Cri, ou celle de Makivik ?

3.24. (Réf. i.) Veuillez préciser concernant le marché Affaires, si les activités liées aux bâtiments institutionnels sont couvertes pour la communauté Makivik ? Plus précisément, veuillez indiquer les activités couvertes pour le marché Affaires pour la communauté Makivik ?

IV. PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES ET PRÉVISION DES VENTES - COÛTS ÉVITÉS

Références

i. R-3905-2014, B-0008, Tableau 2 : Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M$)

Tableau 2 :
Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M$)

Réseau relié	
Ventes (GWh)	171 952
Revenus des ventes	11 372,2
Revenus requis	11 604,6
Écart	(232,4)
Réseaux autonomes	
Ventes (GWh)	389
Revenus des ventes	32,9
Revenus requis	252,0
Écart	(219,1)
Total Réseaux de distribution	
Ventes (GWh)	172 341
Revenus des ventes	11 405,1
Revenus requis	11 856,6
Écart	(451,5)
Conciliation tableau 1	
Plus : Autres revenus	180,7
Plus : Provision réglementaire	(135,4)
Revenus additionnels requis	(406,2)

ii. R-3854-2013, Pièce B-0012, HQD-1, document 4, Tableau 2, Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M $), p. 7

TABLEAU 2
COMPARAISON DES REVENUS REQUIS ET DES REVENUS DES VENTES DÉCOULANT DES TARIFS EN VIGUEUR (M$)

Réseau relié	
Ventes (GWh)	169 569
Revenus des ventes	10 752,7
Revenus requis	10 978,8
Écart	(226,1)
Réseaux autonomes	
Ventes (GWh)	387
Revenus des ventes	31,6
Revenus requis	233,9
Écart	(202,3)

iii. R-3864-2013, Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 108-109, R. 133:

«*R. Sans vouloir voler le punch du dossier tarifaire, parce qu'on le dépose dans six semaines, effectivement, nos approches standards pour nos coûts évités, on prenait une annuité donc une indexation à long terme de deux pour cent (2 %). [...] Ceci étant dit, tout ça... et ça, on avait un peu entamé ce processus-là en début d'année pour revoir nos coûts évités. [...] Et puis on va vous déposer un dossier dans six semaines puis je pense qu'on va pouvoir répondre à vos questions à cet égard-là.*»

iv. R-3864-2013, Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 109:

«*Bon, effectivement, on a vérifié, c'est de l'ordre de. Lorsqu'on prend deux mille huit (2008), les cinq dernières années, on est plus de l'ordre de quatre pour cent (4 %).*»

v. R-3854-2013, B-0017, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013, page 8

TABLEAU 2
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2013

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance $/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	16,40	135	55%	2,82	19,22
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	28,30	680	48%	16,08	44,38
La Romaine	25,51	680	46%	16,86	42,37
Haute-Mauricie					
Clova	29,12	680	42%	18,37	47,49
Opitciwan	23,75	680	45%	17,17	40,92
Nunavik					
Akulivik	43,77	800	57%	16,15	59,92
Aupaluk	46,85	800	51%	17,81	64,66
Inukjuak	38,58	800	61%	14,99	53,56
Ivujivik	50,62	800	56%	16,25	66,87
Kangiqsualujjuaq	47,53	800	58%	15,77	63,30
Kangiqsujuaq	42,42	800	60%	15,15	57,57
Kangirsuk	42,84	800	54%	17,01	59,85
Kuujjuaq	38,10	800	62%	14,70	52,80
Kuujjuarapik	38,70	800	65%	14,04	52,74
Puvirnituk	38,64	800	64%	14,34	52,98
Quaqtaq	51,62	800	59%	15,51	67,13
Salluit	38,42	800	60%	15,10	53,52
Tasiujaq	45,29	800	56%	16,27	61,56
Umiujaq	44,40	800	57%	16,07	60,47
Schefferville	2,35	135	54%	2,75	5,10

vi. R-3905-2014, B-0018, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013, page 8

Tableau 2 :
Coûts évités par réseaux autonomes - Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2014

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance $/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité Total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	22,04	200	54%	4,27	26,31
Nunavik					
Akulivik	53,48	900	56%	18,23	71,71
Aupaluk	56,47	900	59%	17,56	74,03
Inukjuak	46,60	900	62%	16,61	63,21
Ivujivik	59,98	900	56%	18,50	78,49
Kangiqsualujjuaq	57,14	900	58%	17,60	74,74
Kangiqsujuaq	52,52	900	61%	16,81	69,33
Kangirsuk	53,06	900	58%	17,70	70,76
Kuujjuaq	49,87	900	62%	16,70	66,57
Kuujjuarapik	47,62	900	65%	15,92	63,53
Puvirnituk	47,03	900	64%	16,00	63,02
Quaqtaq	60,40	900	60%	17,03	77,42
Salluit	46,96	900	63%	16,27	63,24
Tasiujaq	55,86	900	59%	17,54	73,40
Umiujaq	54,57	900	57%	17,92	72,50
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	34,09	765	45%	19,55	53,64
Port Menier	36,70	765	46%	19,17	55,87
Haute Mauricie					
Clova	40,12	765	42%	20,74	60,85
Opitciwan	32,42	765	46%	19,02	51,43
Schefferville	2,35	145	50%	3,29	5,64

vii. R3905-2014, B-018, 2.2. Coût évité en énergie, p. 7

La méthode utilisée pour le calcul du coût évité de l'énergie est la même que celle utilisée lors du dossier R-3854-2013. La révision actuelle découle principalement de la mise à jour des principaux paramètres, notamment le prix des combustibles et le taux de change.

viii. R-3776-2011-B-0061-Séance de travail, page 96

Coûts liés à l'exploitation des réseaux autonomes

- **Sur la période 2005-2010, taux de croissance annuel moyen des coûts liés à l'exploitation de 2,8 % se décomposant en :**
  - + 10 % : taux de croissance annuel moyen du coût du carburant
  - + 5 % : taux de croissance annuel moyen des charges d'exploitation et sensiblement le même taux pour les autres charges
  - - 5 % : taux de croissance annuel moyen de l'amortissement et de l'intérêt
- **Un coût moyen par kWh de 43 ¢ en 2010, présentant d'importantes disparités**
  - Coût moyen oscillant entre 33 ¢/kWh aux Iles-de-la-Madeleine et 1,28 $/kWh à Aupaluk
  - Près de 75 ¢/kWh : le coût moyen par kWh au Nunavik

Référence : HQD-13, document 1

96

Hydro Québec Distribution

ix. R-3854-2013, B-0045, page 49, Tableau 31

Tableau 31
Classement par fonctions du coût de prestation des réseaux autonomes (M$)
Année témoin projetée 2014

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
	Rubrique du coût de prestation	Production	Transport	Distribution						Service à la clientèle	Total Tableau 3
				Postes et centres d'expl.	Moyenne tension	Basse tension	Branche-ment	Eclairage public	Total		
1	**Coût de prestation**										
2	Charges brutes directes	48,9	0,8	0,6	2,8	2,1	0,1	0,1	5,7	5,3	60,7
3	Charges de services partagés										
4	Facturation interne reçue*	17,2	0,1	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	1,7	1,5	20,5
5	Rendement des fournisseurs	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
6	Total	17,4	0,1	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	1,7	1,5	20,7
7	Coûts capitalisés										
8	Prest. de travail et gestion de mat.	(3,6)	(0,0)	(0,2)	(0,7)	(0,5)	(0,0)	(0,0)	(1,5)	(0,2)	(5,2)
9	Imputations et déversements	1,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	1,8
10	Total	(2,1)	0,0	(0,1)	(0,7)	(0,5)	(0,0)	(0,0)	(1,3)	(0,0)	(3,5)
11	Frais corporatifs	1,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	1,6
12	Achat de combustible	91,8	-	-	-	-	-	-	-	-	91,8
13	Amortissement	20,0	3,9	0,5	1,6	1,2	0,1	0,1	3,3	-	27,2
14	Taxes										
15	BEIÉ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Taxe sur les services publics	1,4	0,5	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	-	2,3
17	Taxes municipales et scolaires	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
18	Total	1,8	0,5	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	2,7

x R-3905-2014, B-0042, page 49, Tableau 31

Tableau 31
Classement par fonctions du coût de prestation des réseaux autonomes (M$)
Année témoin projetée 2015

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
	Rubrique du coût de prestation	Production	Transport	Distribution						Service à la clientèle	Total Tableau 3
				Postes et centres d'expl.	Moyenne tension	Basse tension	Branche-ment	Éclairage public	Total		
1	**Coût de prestation**										
2	Charges brutes directes	48,0	0,2	0,5	2,2	1,7	0,1	0,1	4,6	4,9	57,7
3	Charges de services partagés										
4	Facturation interne reçue*	16,7	0,1	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	1,7	0,9	19,4
5	Rendement des fournisseurs	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
6	Total	17,1	0,1	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	1,7	0,9	19,8
7	Coûts capitalisés										
8	Prest. de travail et gestion de mat.	(6,5)	0,0	(0,0)	(0,2)	(0,1)	0,0	0,0	(0,4)	(0,2)	(7,0)
9	Imputations et déversements	1,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	1,1
10	Total	(5,5)	0,0	0,0	(0,1)	(0,1)	0,0	0,0	(0,3)	(0,1)	(5,8)
11	Frais corporatifs	1,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	1,6
12	Achat de combustible	112,6	-	-	-	-	-	-	-	-	112,6
13	Amortissement	18,6	4,0	0,5	1,6	1,2	0,1	0,1	3,4	-	26,0
14	Taxes										
15	BEIÉ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Taxe sur les services publics	1,5	0,5	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	-	2,3
17	Taxes municipales et scolaires	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
18	Total	1,9	0,5	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	2,8

Demandes

4.1. (Réf. i et ii.) Concernant l'augmentation de 233,9 M $ à 252 M $ de revenu requis entre 2014 et 2015 : veuillez expliquer en détails la provenance de cette hausse de 7,7 %, soit de 18,1 M$, alors que seul 2 GW h de hausse de la demande (vente) a été enregistrée ?

4.2. (Réf. i et ii.) Plus précisément, veuillez fournir les détails de la hausse des coûts par catégorie et séparer celle résultant de l'augmentation des coûts du carburant ?

4.3. (Réf. v., vi. et vii.) Veuillez confirmer que la méthode utilisée pour le calcul du coût évité en énergie est la même que celle utilisée lors du précédent dossier tarifaire et pourquoi, si la méthode et/ou le choix des paramètres utilisés n'a pas été modifié, il y a une différence significative de l'ordre de 20 % entre les **coûts évités en énergie** de 2013 et ceux de 2014 pour le cas de tous les réseaux autonomes au nord du 53ième parallèle ?

4.4. (Réf. viii.) Seriez-vous en mesure d'indiquer le taux de croissance annuel moyen des coûts liés à l'exploitation des réseaux autonomes entre 2010 et 2014, soit de fournir un sommaire mis à jour sur les coûts liés à l'exploitation des réseaux autonomes ?

4.5. (Réf. viii.) Veuillez également fournir le taux de croissance annuel moyen des taux du carburant entre 2010 et 2014 ?

4.6. (Réf. iii et iv et viii.) Comment conciliez-vous l'information fournie en séance de travail concernant le taux moyen de croissance annuel du coût des carburants entre 2005-2010 de 10 %, alors que le Distributeur utilisait *une annuité donc une indexation à long terme de deux pour cent (2 %)* pour le calcul de ses coûts évités et indiquait au GRAME au dossier R-3864-2013 qu'après vérifications, que la moyenne de croissance des coûts du carburant des cinq dernières années se situait autour de (4 %).?

4.7. (Réf. iii et iv) Le Distributeur annonçait une révision de ce taux d'indexation de long terme, veuillez préciser si ce taux a été révisé et si oui, veuillez fournir le nouveau taux choisi et les paramètres précis qui ont guidé ce choix et sur lesquels le Distributeur a fait ce choix ?

4.8. (Réf. ix et x) La preuve du Distributeur indique une augmentation des charges d'achat de combustible entre 2014 et 2015 de 91,8 $ M (Réf. ix. Tableau 31) à 112,6 $ M (Réf. x. Tableau 31), soit une augmentation de plus de 22 %. Comment justifiez-vous une telle augmentation du coût des carburants entre 2014 et 2015 ?

4.9. (Réf. x) Veuillez indiquer si le montant d'achat de combustibles de 112,6 M$ en 2015 inclut le montant des taxes sur les carburants ?

4.9.1 (Réf. x) Si non, veuillez indiquer le coût total, incluant les taxes sur le carburant ?

4.9.2 (Réf. x) Si oui, veuillez préciser la part de ce montant qui représente le coût de la taxe sur les carburants.

4.9.3 (Réf. ix) Si non, veuillez préciser le traitement comptable de la taxe sur les carburants, donc indiquer sous quelle rubrique ce coût prévisionnel pour 2015 est inscrit, avec la référence à la pièce correspondante ?

4.10. (Réf. ix) Veuillez indiquer si le montant d'achat de combustibles de 91,8 M $ inclut en 2014 le montant des taxes sur les carburants ?

4.10.1 (Réf. ix) Si non, veuillez indiquer le coût total, incluant les taxes sur le carburant ?

4.10.2 (Réf. ix) Si oui, veuillez préciser la part de ce montant qui représente le coût de la taxe sur les carburants.

4.10.3 (Réf. ix) Si non, veuillez préciser le traitement comptable de la taxe sur les carburants, donc indiquer sous quelle rubrique ce coût pour 2014 est inscrit, avec la référence à la pièce correspondante ?

4.11. (Réf. i.) Veuillez aussi indiquer si ce coût est inclus dans le montant de perte de 219,1 M$ indiqué au Tableau 2 : *Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur* (M$)?

V. COÛTS LIÉS AUX DÉVERSEMENTS

Références

i. D-2012-021, R-3768-2011

4. PROVISIONS, PASSIFS ÉVENTUELS ET ACTIFS ÉVENTUELS (IAS 37)

[48] Pour revenir à la question de l'application de la norme IAS 37 et des obligations implicites de la Demanderesse, la Régie prend acte du fait que la Demanderesse les identifiera et en tiendra compte dans ses projections pour l'année de base et l'année témoin projetée, le cas échéant.

ii. Article du Devoir : Une défaillance serait à l'origine du déversement, selon Hydro-Québec, îles-de-la-Madeleine, 18 septembre 2014 (Voir annexe 1 aux présentes)

iii. Article de La Presse : Iles-de-la-Madeleine : 100 000 litres de diesel déversés, 20 septembre 2014 (Voir annexe 1 aux présentes)

iv. Magdalen Islands cleaning up diesel spill near port, Spill happened along pipeline connecting Cap-aux-Meules port and Hydro-Québec station, CBC News Posted: Sep 13, 2014 9:11 AM ET Last Updated: Sep 13, 2014 **(Voir annexe 1 aux présentes)**

Préambule

Le 20 septembre 2014, Hydro-Québec indiquait que 100 000 litres d'hydrocarbures s'étaient déversés dans le port de Cap-aux-Meules. De cette quantité, 20 000 litres auraient été récupérés. Selon l'article de La presse, le porte-parole d'Hydro-Québec indiquait que le Ministère de l'environnement devrait proposer un plan de réhabilitation à Hydro-Québec pour la poursuite des travaux de décontamination. Bien que les procédures seraient plutôt à l'inverse, soit que cela soit Hydro-Québec qui doive proposer un tel plan et obtenir l'autorisation du Ministère sur la qualité de ce plan par la suite, donc obtenir l'autorisation de procéder à la réhabilitation.

Nécessairement il s'agit de délais qui sont en cause pour l'obtention de l'autorisation du ministère, sans parler du temps de préparation d'un tel plan de réhabilitation, et de la procédure d'évaluation des coûts à prévoir liés à l'ampleur et de la contamination et de son étendue aux sols (adjacents et/ou en profondeur) et à l'eau souterraine ou de surface.

Par ailleurs, la CBC News rapportait que la plupart des hydrocarbures déversés l'ont été sur les sols près du port, ce qui implique des travaux de réhabilitation des sols.

Demandes

5.1. (Réf. ii, iii et iv) Concernant le déversement d'hydrocarbures aux Iles-de-la-Madeleine veuillez préciser la quantité d'hydrocarbures déversée, la quantité récupérée et les raisons ou la raison de cette fuite ?

5.2. (Réf. i) Concernant le déversement d'hydrocarbures aux Iles-de-la-Madeleine, veuillez préciser le traitement comptable des activités de confinement et de récupération qui sont en cours et fournir une estimation de ces coûts de manière détaillé, soit les coûts liés à la récupération des hydrocarbures en milieu marin et ceux en milieu terrestre. À ces coûts, seriez-vous en mesure d'identifier ceux requis pour la remise en état de l'oléoduc ?

5.3. (Réf. i, iii et iv) Compte tenu des délais à prévoir pour la préparation d'un plan de réhabilitation et l'obtention de l'autorisation du ministère et finalement de la réhabilitation elle-même pouvant être échelonnée dans le temps, veuillez indiquer le traitement comptable des coûts de réhabilitation à venir et fournir, si elle est disponible, une estimation des coûts de réhabilitation à venir prévisible ?

5.4. Compte tenu du fait que l'oléoduc doit être réparé et n'est donc plus fonctionnel pour l'alimentation de la centrale de Lavernière, veuillez préciser les procédures mises en place pour l'alimentation en hydrocarbures de la centrale de Lavernière et les coûts additionnels de ces procédures ?

5.5. Concernant ces coûts additionnels (procédures pour l'alimentation en hydrocarbures de la centrale de Lavernière), seront-ils mis dans un compte de frais reportés, ou absorbés à même les charges annuelles d'exploitation du Distributeur ?

5.6. Compte tenu des coûts et des risques liés à l'usage d'hydrocarbures pour l'alimentation énergétique des Iles-de-la-Madeleine **et compte tenu des surplus énergétiques importants,** le Distributeur pourrait-il considérer le projet de relier les Iles-de-la-Madeleine par un câble sous-fluvial et à quel coût selon l'estimation la plus probable et les données disponibles ?

VI. SUIVI DU PROJET LAD :

SUIVI DES COÛTS ET MATÉRIALISATION DES GAINS D'EFFICIENCE ANNONCÉS

Références

i. Décision : D-2014-160

[39] **La Régie est cependant d'avis qu'il est opportun de procéder immédiatement à l'étude de la demande de révision des frais de mise sous tension, comme le propose la CORPIQ, considérant l'importance de ces frais et le fait qu'un grand nombre de compteurs de nouvelle génération (CNG) sont déjà installés.**

[40] Considérant les suivis demandés dans les décisions D-2012-1277 et D-2014-1018, les enjeux suivants seront également traités dans le présent dossier :

- l'échéancier de déploiement des CNG;
- les coûts et gains d'efficience associés au Projet LAD;
- l'impact du Projet LAD sur les tarifs de distribution d'électricité de 2015-2016;
- l'état d'avancement de l'implantation des fonctionnalités associées au Projet LAD;
- l'impact du déploiement des CNG sur les indicateurs de performance et de qualité de service du Distributeur.

[41] **À cet égard, la Régie demande au Distributeur de verser au présent dossier le suivi du Projet LAD au 30 juin 2014 et celui au 30 septembre 2014.**

ii. R-3863-2013, D-2014-101, par. 141

«[141] *La Régie souligne que le Projet LAD permet l'interruption de service et la remise en service à distance, que l'interruption de service à distance des locaux vacants est opérationnelle depuis novembre 2013 et que l'utilisation automatisée de la fonctionnalité branchement/débranchement dans le processus de recouvrement devait être lancée par le Distributeur dans la semaine du 14 avril 2014.*»

iii. R-3770-2011, Pièce B-0039, page 12, tableau 6

TABLEAU 6

Réduction de coûts et revenus période 2012-2031 M$ actualisés	
Interruption / Remise de service à distance	(96,1)
Activités clientèle	(17,4)
Mise en conformité	(11,0)
Total	**(124,4)**

iv. R-3905-2014, B-070, Réponses d'Hydro-Québec à la demande no 1 de la Régie, R. 3.3

Tableau R-3.3-B :
Gains associés au projet LAD - 2010-2016 (M$)

	Année historique 2012	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015	Année 2016
Charges d'exploitation	**-**	**(5,1)**	**(10,1)**	**(15,0)**	**(26,5)**
Masse salariale	-	*(4,7)*	*(6,9)*	*(12,4)*	*(19,9)*
Autres charges	-	*(0,4)*	*(3,2)*	*(2,6)*	*(6,6)*
Revenus de mise en conformité	**-**	**(0,8)**	**(1,2)**	**(0,6)**	**(1,8)**
Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs	**-**	**(5,8)**	**(11,3)**	**(15,6)**	**(28,3)**
Compte d'écarts - Projets majeurs			*5,7*	*(5,7)*	-
Total après Compte d'écarts - Projets majeurs	**-**	**(5,8)**	**(5,6)**	**(21,3)**	**(28,3)**

Tableau R-3.3-C :
Amortissement et radiation (M$)
et nombre d'appareils retirés du projet LAD - 2010-2016

	Année historique 2012	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015	Année 2016
Amortissement des appareils en service	21,2	21,4	20,6	19,9	18,6
Amortissement accéléré	2,6	11,1	3,5	3,7	(10,8)
Charges de radiation des appareils en service [1]	0,2	20,1	38,5	22,7	4,7
Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs	**24,0**	**52,6**	**62,6**	**46,3**	**12,5**
Compte d'écarts - Projets majeurs			*(19,0)*	19,0	
Total après Compte d'écarts - Projets majeurs	**24,0**	**52,6**	**43,6**	**65,3**	**12,5**
Nombre d'appareils retirés (en milliers) [2]	2	1 021	1 471	1 000	355

[1] Les retraits pour l'année 2012 correspondent à une partie des compteurs des projets pilotes qui ont été retirés seulement au début de l'année 2012.
[2] Le nombre d'appareils retirés inclut les compteurs récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées.

Préambule

(Réf. iii.) Concernant la matérialisation des gains d'efficience liés au projet LAD, outre les gains en réduction de personnel pour la relève des compteurs, la fonctionnalité devant amener le plus de gains d'efficience est la fonctionnalité visant les branchements/débranchements à distance (Interruption et remise de service à distance).

(Réf. ii) Lors des audiences tenues dans le cadre de la demande d'approbation des phases 2 et 3 du projet LAD (R-3863-2013), cette fonctionnalité n'était pas encore automatisée via le processus de recouvrement et devait être lancée dans la semaine du 14 avril 2014.

Demandes

6.1. (Réf. iii) Veuillez mettre à jour le tableau 6 en fonction des résultats obtenus à ce jour.

6.2. (Réf. iii et iv) Veuillez concilier les gains associés au projet LAD – 2012-2031 au dossier R-3770-2011, avec ceux indiqués en réponse la demande de la Régie ?

6.3. (Réf. ii) Veuillez préciser les résultats obtenus depuis la semaine du 14 avril 2014 concernant la fonctionnalité *branchement/débranchement dans le processus de recouvrement.* Veuillez être précis et indiquer séparément le nombre de branchements et de débranchements qui ont été réalisés à distance, et cela, uniquement dans le cadre du processus de recouvrement ?

6.4. (Réf. ii) De plus, uniquement en ce qui concerne ce processus de recouvrement, veuillez indiquer les coûts historiques et les coûts du nouveau processus. Puis, veuillez indiquer les économies réelles du changement de processus depuis le 14 avril 2014 ?

STRATÉGIE D'EXPLOITATION DES DONNÉES DU PROJET LAD (SUIVI D-2014-037 ET D-2014-101)

Références

i. D-2014-037, R-3854-2013 Phase 1, par.762

> [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. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.

ii. R-3863-2013, D-2014-101, par. 151 :

> «[151] La Régie réitère sa demande exprimée dans sa décision D-2014-037 en ce qui a trait au développement d'outils d'aide à la gestion de la consommation pour les organismes qui ont la responsabilité de gérer la grande majorité des factures du marché résidentiel de ces réseaux : (...).»

iii. Décision : D-2014-160

[39] **La Régie est cependant d'avis qu'il est opportun de procéder immédiatement à l'étude de la demande de révision des frais de mise sous tension, comme le propose la CORPIQ, considérant l'importance de ces frais et le fait qu'un grand nombre de compteurs de nouvelle génération (CNG) sont déjà installés.**

[40] Considérant les suivis demandés dans les décisions D-2012-1277 et D-2014-1018, les enjeux suivants seront également traités dans le présent dossier :

- l'échéancier de déploiement des CNG;
- les coûts et gains d'efficience associés au Projet LAD;
- l'impact du Projet LAD sur les tarifs de distribution d'électricité de 2015-2016;
- l'état d'avancement de l'implantation des fonctionnalités associées au Projet LAD;
- l'impact du déploiement des CNG sur les indicateurs de performance et de qualité de service du Distributeur.

[41] **À cet égard, la Régie demande au Distributeur de verser au présent dossier le suivi du Projet LAD au 30 juin 2014 et celui au 30 septembre 2014.**

Préambule

(Réf. i.) Dans sa décision D-2014-037, rendue dans le cadre du dossier tarifaire 2014 (R-3854-2013, phase 1), la Régie énonçait certaines demandes spécifiques au Distributeur en lien avec le potentiel des compteurs de nouvelle génération pour améliorer la gestion de la consommation en réseaux autonomes.

(Réf. ii.) Dans sa décision D-2014-101, rendue dans le cadre du dossier R-3863-2013, la Régie a réitéré cette demande visant à développer des outils d'aide à la gestion de la consommation pour les organismes gérant la majorité des factures du marché résidentiel en réseaux autonomes.

Demandes

6.5. (Réf. i. et ii) Le GRAME constate que le Distributeur n'a pas présenté une telle ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD pour les réseaux autonomes, veuillez indiquer à quel moment le Distributeur entend procéder à un suivi de la demande de la Régie ?

6.6. (Réf. i.) Le GRAME constate que la Régie précisait que les centrales devant faire l'objet d'un ajout de puissance planifiée dans un horizon de deux à quatre ans entre 2015 à 2018 dont des investissements de l'ordre de 73,8 M$ sont prévus, débutant en 2015, doivent être priorisés. Veuillez préciser quelles sont les actions prévues pour mettre à profit les investissements du projet LAD pour ces réseaux et à quel moment ils seront mis en place ?

INDICATEURS DE PERFORMANCE : TAUX DE RELÈVE DES COMPTEURS

Références

i. R-3905-2014, B-0009, page 11

Les deux indicateurs que le Distributeur suggère de retirer sont :
 Taux de relève de compteurs : À la fin de l'année 2015, la presque totalité des compteurs de nouvelle génération seront installés, ce qui fera en sorte que le taux de relève atteindra près de 100 %. Un tel indicateur n'est donc plus utile.

ii. R-3905-2014, B-070, Réponses d'Hydro-Québec à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponse 2.1

Taux de relève de compteurs :

 La performance de l'activité Relève de compteurs au premier semestre 2014 est de 92 %, un taux de relève légèrement plus élevé que celui observé en juin 2013 (91 %). Le nombre important de compteurs de nouvelle génération en fonction au 30 juin 2014 a permis de maintenir le taux de relève malgré un hiver difficile pour la relève manuelle. L'installation des compteurs de nouvelle génération fera en sorte que l'indicateur atteindra près de 100 % au terme du projet LAD.

Préambule

(Réf. i.) Le Distributeur suggère de retirer l'indicateur «Taux de relève de compteurs», puisqu'à la fin de l'année 2015, la presque totalité des compteurs de nouvelle génération seront installés.

Demandes

6.7. (Réf. i. et ii) Compte tenu du fait que cet indice n'est pas utile pour mesurer la performance des compteurs de nouvelle génération, quel autre indice de performance qui pourrait y être attaché ?

VII. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Normes internationales d'information financière (IFRS)

Références

i. R-3905-2014, B-0011, p. 5 à 7.

> « *L'établissement des diverses composantes des revenus requis du Distributeur repose sur les Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») ainsi que sur les conventions, méthodes et pratiques comptables reconnues par la Régie.* »

ii. R-3905-2014, B-073, p. 4

Demandes additionnelles :

1. Veuillez indiquer de façon détaillée les raisons ayant incité Hydro-Québec à vouloir

effectuer un changement de référentiel comptable en faveur des US GAAP.

La principale raison ayant incité Hydro-Québec à vouloir effectuer un changement de référentiel comptable en faveur des US GAAP est l'incertitude entourant la comptabilité des activités à tarifs réglementés. En janvier 2014, l'International Accounting Standards Board (IASB) a publié la norme provisoire IFRS 14 permettant aux premiers adoptants des IFRS de maintenir la comptabilisation des pratiques comptables réglementaires aux états financiers. Cette norme provisoire a des impacts importants sur la présentation des états financiers. Un projet à plus long terme abordera la question de savoir si les comptes de report réglementaires répondent à la définition d'un actif ou d'un passif. Ce projet pourrait se poursuivre pendant plusieurs années. Selon les conclusions de ce projet, l'IASB pourrait publier une norme définitive ou ne formuler aucune exigence précise. La finalité relative aux travaux de l'IASB est fondamentale pour Hydro-Québec. En effet, l'issue de ce projet pourrait influer sur la situation financière et accroître la volatilité des résultats. Les US GAAP permettent de maintenir la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires et ainsi éviter la volatilité sur les résultats financiers.

Par ailleurs, d'autres grandes entreprises d'électricité canadiennes utilisent déjà les US GAAP, principalement afin de maintenir la comptabilité des activités réglementées.

En 2013, la norme IAS 19 Avantages du personnel a été modifiée. Dorénavant, le rendement prévu des actifs correspond au taux d'actualisation de l'obligation. Ainsi, dans un contexte où les taux d'intérêt sont bas, l'impact à la hausse sur le coût de retraite et sur l'établissement des tarifs est important. Les US GAAP permettent d'utiliser un rendement prévu correspondant au taux de rendement prévu à long terme des actifs du régime de retraite.

> Finalement, la décision d'abandonner le projet de réfection de la centrale Gentilly-2 en 2012 a entraîné pour Hydro-Québec un nouvel enjeu en IFRS, qui n'existe pas en US GAAP. La similitude entre les US GAAP et les PCGR du Canada fait en sorte que la transition ne devrait pas avoir d'incidence importante pour Hydro-Québec et ainsi, assurer une continuité avec les pratiques comptables actuelles retenues pour la préparation des états financiers statutaires. (Notre souligné)

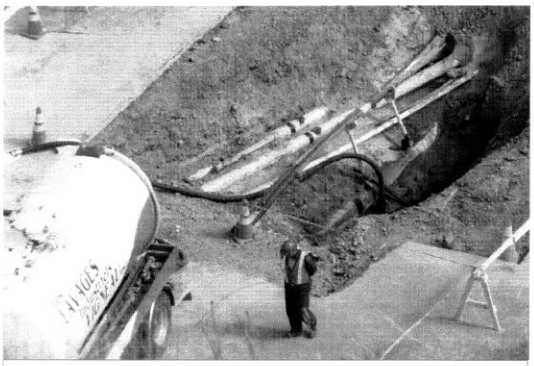
Demande

7.1. (Réf. i) À quel «nouvel enjeu en IFRS» le Distributeur fait-il référence dans son complément de réponse qui n'existe pas en US GAAP et qui concerne *la décision d'abandonner le projet de réfection de la centrale Gentilly-2 en 2012*?

Annexe 1

Publié le 20 septembre 2014 à 05h00 | Mis à jour le 20 septembre 2014 à 05h00

Îles-de-la-Madeleine: 100 000 litres de diesel déversés



Hydro-Québec a indiqué avoir récupéré 20 000 litres des quelque 100 000 litres de diesel qui ont fui de son oléoduc au port de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine.
Photo fournie par Diane Hébert

Johanne Fournier
Le Soleil

(Îles-de-la-Madeleine) Hydro-Québec évalue à 100 000 litres la quantité d'hydrocarbures qui s'est déversée au port de Cap-aux-Meules, ce qui équivaut à moins de 3 % du volume d'eau d'une piscine olympique. De cette quantité, 20 000 litres ont été récupérés jusqu'à maintenant.

La société d'État a développé une technique qui lui permet de séparer le diesel de l'eau. Par conséquent, on ne parle plus d'eau huileuse, mais bien de diesel récupéré.

La défaillance dans l'oléoduc, qui s'étend sur trois kilomètres de longueur, a été localisée jeudi, dans la zone du port de Cap-aux-Meules. Des travaux d'inspection se poursuivent dans toute la canalisation qui alimente en carburant la centrale thermique située à Lavernière, permettant ainsi aux quelque 12 000 Madelinots d'être approvisionnés en électricité. «Pour l'instant, il y a une défaillance qui a été localisée dans un secteur qui est circonscrit», confirme la porte-parole d'Hydro-Québec, Nathalie Vachon. Jusqu'à maintenant, aucune autre brèche n'a été trouvée.

Une cinquantaine d'employés à pied d'oeuvre

Les travaux de colmatage n'ont pas débuté. «Il faut avoir toute l'information avant de débuter les réparations, mais on a des gens qui ont commencé à voir ce qui pourrait être fait», explique Mme Vachon.

Parallèlement à toutes ces activités, une cinquantaine d'employés sont toujours à pied d'oeuvre afin de confiner le déversement et de récupérer le diesel.

Le ministère de l'Environnement devrait bientôt déposer un plan de réhabilitation à Hydro-Québec pour la poursuite des travaux de décontamination. «C'est une procédure normale et habituelle pour remettre le terrain en état», mentionne la porte-parole de l'organisme responsable de l'incident.

Par ailleurs, Nathalie Vachon rappelle que les habitants de l'archipel n'ont pas à être inquiets par rapport à la continuité de l'approvisionnement en électricité. «Si, éventuellement, l'oléoduc n'était pas prêt à être utilisé, on a d'autres moyens de contingence», rassure Mme Vachon. Parmi ces moyens, Hydro-Québec pourrait alimenter sa centrale par des camions-citernes.

© La Presse, ltée. Tous droits réservés.

LE DEVOIR
Libre de penser

ÎLES-DE-LA-MADELEINE

Une défaillance serait à l'origine du déversement, selon Hydro-Québec

18 septembre 2014 15h56 | La Presse canadienne | Actualités sur l'environnement

Photo: Source Attentions Fragiles
Le déversement a été localisé le 11 septembre aux Îles-de-la-Madeleine.

Cap-aux-Meules — Hydro-Québec a annoncé jeudi qu'une défaillance susceptible d'être à l'origine du déversement survenu aux Îles-de-la-Madeleine le 11 septembre avait été localisée.

Selon la société d'État, des analyses ont permis de situer la fuite dans la zone du port de Cap-aux-Meules.

Hydro-Québec a de plus assuré que les travaux d'inspection de l'oléoduc, qui relie le port à sa centrale d'électricité, progressaient bien.

Elle veut s'assurer que le reste de l'oléoduc est en parfait état avant de procéder à l'étape de la réparation.

Parallèlement, Hydro-Québec poursuit les activités de confinement et de récupération de concert avec des entreprises spécialisées.

Plus de 11 000 litres d'hydrocarbures ont ainsi été récupérés.

Magdalen Islands cleaning up diesel spill near port

Spill happened along pipeline connecting Cap-aux-Meules port and Hydro-Québec station

CBC News Posted: Sep 13, 2014 9:11 AM ET Last Updated: Sep 13, 2014 9:11 AM ET

Booms line the port waters in Cap-aux-Meules in the Magdalen Islands in an effort to contain spilled diesel that might have leaked into the port. (Radio-Canada)

Authorities are working to contain a diesel spill along a pipeline near the harbour of Cap-aux-Meules in the Magdalen Islands.

Hydro-Québec emergency teams and Coast Guard environmental response personnel are at the site trying to clean up the spill, which authorities say could involve up to 50,000 litres of diesel fuel.

Jonathan Lapierre, the mayor of the Magdalen Islands, said the leak happened somewhere along a pipeline connecting the port to a Hydro-Québec station.

“We’ve closed all the valves along the line to stop the flow of diesel between the two places,” he said.

Most of the fuel spilled on land near the harbour, and Lapierre said it’s believed only a minimal amount entered the water.

Excavators were at work along the line to try to find the source of the leak.

“It’s a serious situation, but all the equipment and teams are in place to ensure it’s cleaned without delay and with as little impact on the environment as possible,” Lapierre said.