RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE L'AHQ-ARQ

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE l'AHQ-ARQ

COÛTS ÉVITÉS

1. Références :

(i) R-3814-2012, B-0096, HQD-13, document 14, page 4, tableau R-1.1;
(ii) B-0070, HQD-15, document 1, annexe A.

Préambule :

(i) «

TABLEAU R-1.1

		Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2007	Février 2007	Janvier 2008	Février 2008
Quantité recherchée	MW	150	150	650	650			250	150	400	300
Quantité offerte	MW	350	350	650	650	209	209	950	600	800	800
Quantité retenue	MW	150	150	650	650	209	209	250	150	400	300
Prix moyen offert	$US / kW-mois	3,13	3,13	4,90	4,90	0,78	0,78	3,63	3,68	4,48	4,48
MIN	$US / kW-mois	0,79	0,79	0,45	0,45	0,70	0,70	2,05	2,05	3,00	3,00
MAX	$US / kW-mois	6,00	6,00	8,00	8,00	1,00	1,00	5,00	5,00	5,75	5,75
Prix moyen payé	$US / kW-mois	0,99	0,99	4,90	4,90	0,78	0,78	2,19	2,05	3,57	3,57
Encan mensuel UCAP - ROS	$US / kW-mois	0,65	0,62	0,65	0,62	0,65	0,62	2,66	2,61	2,01	1,99
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,5	1,6	7,5	7,9	1,2	1,3	0,8	0,8	1,8	1,8

		Janvier 2009	Février 2009	Janvier 2010	Février 2010	Janvier 2011	Février 2011	Janvier 2011	Février 2011	Janvier 2012	Février 2012	Janvier 2012	Février 2012
Quantité recherchée	MW	150	150	150	150	400	250	200	200	350	350	250	250
Quantité offerte	MW	450	450	300	300	900	750	200	400	700	700	500	650
Quantité retenue	MW	150	150	150	150	400	250	200	200	350	350	250	250
Prix moyen offert	$US / kW-mois	3,64	3,59	2,45	2,75	1,18	1,22	0,80	0,79	1,19	1,09	0,78	0,78
MIN	$US / kW-mois	2,25	2,25	1,65	2,25	0,75	0,60	0,75	0,60	0,90	0,75	0,50	0,50
MAX	$US / kW-mois	5,00	4,35	3,25	3,25	2,95	2,95	0,85	1,05	1,95	1,65	1,25	1,25
Prix moyen payé	$US / kW-mois	2,25	2,25	1,65	2,25	0,76	0,60	0,80	0,65	0,90	0,75	0,53	0,53
Encan mensuel UCAP - ROS	$US / kW-mois	2,00	2,00	2,00	2,25	0,50	0,49	0,50	0,49	0,21	0,20	0,21	0,20
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,1	1,1	0,8	1,0	1,5	1,2	1,6	1,3	4,3	3,8	2,5	2,7

»

(ii) « *Le 17 juillet 2014, Hydro-Québec Distribution a attribué les contrats dans le cadre de son appel d'offres de court terme A/O 2014-01 pour l'achat de puissance garantie pour les besoins de sa clientèle québécoise. La période couverte par les contrats est de décembre à mars des hivers 2014-2015 à 2017-2018.*

Les contrats visent des quantités mensuelles qui varient de 50 à 750 MW, selon le mois. Le prix moyen des contrats est de 6,93 $CA/kW/mois.

Quatre (4) soumissionnaires ont participé à cet appel d'offres. »

Demandes :

1.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (i) pour les 4 mois de décembre 2012 à mars 2013 et pour les 4 mois de décembre 2013 à mars 2014.

Réponse :

L'information demandée est présentée au tableau R-1.1.

Tableau R-1.1 :
Puissance UCAP - Hivers 2012-2013 et 2013-2014

		Janvier 2013	Février 2013	Janvier 2014	Février 2014	Janvier 2014	Février 2014
Quantité recherchée	MW	150	150	500	500	500	500
Quantité offerte	MW	425	425	800	800	500	500
Quantité retenue	MW	125	125	300	300	500	500
Prix moyen offert	$US / kW-mois	3,55	3,49	6,35	6,31	5,30	5,30
MIN	$US / kW-mois	1,89	1,89	4,75	4,65	5,00	5,00
MAX	$US / kW-mois	5,50	5,50	10,05	10,05	6,25	6,25
Prix moyen payé	$US / kW-mois	2,32	2,17	4,75	4,65	5,30	5,30
Encan mensuel UCAP ROS	$US / kW-mois	0,92	0,92	3,59	3,36	3,59	3,36
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	2,5	2,4	1,3	1,4	1,5	1,6

1.2 Veuillez compléter le tableau de la référence (i) pour les 4 mois de décembre à mars de chacun des hivers 2014-2015 à 2017-2018 avec les informations provenant de l'appel d'offres de la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1 (B-0070).

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

2. Références :

(i) B-0005, HQD-1, document 1, page 10, lignes 12 à 18 ;

(ii) Décision D-2014-156, dossier R-3891-2014.

Préambule :

(i) « *Enfin, le Distributeur rappelle que des modifications aux options d'électricité interruptible pour les clientèles de moyenne et de grande puissance ont fait l'objet d'une demande spécifique déposée à la Régie en mai 2014. En privilégiant une telle approche plutôt qu'une*

intégration de ces modifications au dossier tarifaire 2015-2016, le Distributeur s'attend à une décision en temps opportun pour permettre aux clients de faire un choix éclairé avant le 1er octobre 2014. Les modifications demandées reflètent les conditions de marché et visent à maintenir, voire augmenter, les quantités de puissance interruptible. » (Nous soulignons)

(ii) La décision sur le fond a été rendue le 8 septembre 2014 sur la demande déposée à la Régie sur les modifications aux options d'électricité interruptible.

Demande :

2.1 Pour chacune des options d'électricité interruptible ayant fait l'objet de la décision de la référence (ii), veuillez indiquer la quantité de puissance interruptible offerte par les clients pour l'hiver 2014-2015, au moment des présentes.

Réponse :

En date du 1er octobre, le Distributeur a reçu des offres correspondant à une capacité d'effacement de l'ordre de 1 100 MW pour les clients industriels de grande puissance (dont près de 25 MW à l'option 2) et de l'ordre de 5 MW pour les clients de moyenne puissance.

Le Distributeur procède actuellement à l'analyse de ces propositions. La confirmation des volumes finaux retenus sera déposée à la Régie au début de l'hiver dans le cadre du suivi administratif concernant les critères de fiabilité.

3. Références :

(i) R-3854-2013, B-0076, HQD-1, document 4.2, page 5, tableau R-2.1 ;

(ii) R-3776-2011, B-0066, HQD-14, document 1.1, pages 40 et 41, tableau R-15.4-B.

Préambule :

(i) Le tableau R-2.1 présente le bilan en énergie du Distributeur sur la période 2014-2027.

(ii) Le tableau R-15.4-B (en 3 sections) présente l'Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée, après déploiement des moyens de gestion.

Demandes :

3.1 Veuillez déposer une mise à jour du tableau R-2.1 de la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

3.2 Veuillez déposer une mise à jour des 3 sections du tableau R-15.4-B de la référence (ii) pour un scénario moyen de la demande.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

3.3 Veuillez déposer une mise à jour des 3 sections du tableau R-15.4-B de la référence (ii) pour un scénario faible de la demande.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

4. Références :

(i) B-0020, HQD-6, document 1, page 5, lignes 8 à 20 ;

(ii) R-3854-2013, B-0107, pages 1 et 2 ;

(iii) R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, pages 30, 32 et 33, graphiques 4A-2, 4A-3, 4A-6 et 4A-7.

Préambule :

(i) « *Cette hausse des approvisionnements postpatrimoniaux provient principalement d'achats d'énergie de court terme (2,5 TWh), des livraisons additionnelles du contrat cyclable (0,4 TWh) et des rappels d'énergie (0,5 TWh).*

Le Distributeur continue de privilégier une approche prudente et raisonnable dans la gestion des Conventions d'énergie différée, en évaluant année après année sa capacité à différer l'énergie, en fonction des rappels octroyés par le Producteur, le cas échéant, et de sa marge de manœuvre, notamment dans des scénarios de demandes plus faibles.

Ainsi, malgré une hausse des besoins prévus de 21 TWh sur la période 2014-2027, dont 5,5 TWh pour l'année 2014, l'équilibre énergétique à long terme n'a pas significativement changé depuis le

dépôt du précédent dossier tarifaire. Le Distributeur maintient donc sa stratégie de ne pas différer d'énergie du contrat en base en 2014. Toutefois, la hausse des besoins pour 2014 amène le Distributeur à planifier des rappels de 400 MW en décembre 2014.» (Nous soulignons)

(ii) « *La réponse 27.1 du Distributeur répond précisément à la question de l'intervenant. En effet, les besoins comblés par les achats de court terme étant concentrés sur quelques heures, un approvisionnement en base, comme par exemple les livraisons d'énergie associées aux rappels d'énergie différée, n'est pas requis et serait inutile pour la majorité des heures, même en hiver.*

Afin de s'assurer de la bonne compréhension de l'intervenant, le Distributeur ajoute que le profil des besoins fait en sorte que, même si des achats de court terme de 120 GWh sont prévus en janvier 2014, un rappel de 50 MW ne contribuerait à réduire les achats de court terme sur à peine 250 heures de ce mois. En février 2014, alors que les achats de court terme prévus sont de 54 GWh, un rappel de 50 MW ne permettrait de réduire les achats de court terme que pour environ 150 heures. Tout bloc additionnel d'énergie ne permettrait de réduire les achats de court terme que sur un nombre d'heures encore plus faible. La contribution énergétique d'un rappel de 50 MW se traduirait donc en bonne partie par une augmentation de l'électricité patrimoniale inutilisée. »

(iii) Les graphiques 4A-2 et 4A-3 montrent la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2014 et 2015. Les graphiques 4A-6 et 4A7 montrent les valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2014 et 2015.

Demandes :

4.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut recourir à des rappels d'énergie de 0,5 TWh en 2014 avec une puissance de 400 MW en décembre 2014 seulement, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

Le Distributeur a également procédé à des retours d'énergie de 150 MW en janvier et février 2014.

4.2 Veuillez fournir la justification économique qui a mené à la décision de rappeler de l'énergie en décembre 2014, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2 de l'ACEF de Québec, à la pièce HQD-15, document 3.

4.3 Veuillez indiquer, comme à la référence (ii), pour combien d'heures le rappel de 400 MW en décembre 2014 permettrait-il de réduire les achats de court terme, selon la prévision du Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2 de l'ACEF de Québec, à la pièce HQD-15, document 3.

4.4 Veuillez indiquer quel est le désavantage pour le Distributeur du fait que la contribution énergétique d'un rappel se traduise en bonne partie par une augmentation de l'électricité patrimoniale inutilisée, tel que mentionné dans l'exemple de la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2 de l'ACEF de Québec, à la pièce HQD-15, document 3.

4.5 Veuillez fournir une mise à jour des graphiques 4A-2 et 4A-6 de la référence (iii) pour le mois de décembre 2014 seulement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2 de l'ACEF de Québec, à la pièce HQD-15, document 3.

4.6 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas planifié (référence (i)) des rappels pour plus que 400 MW pour décembre 2014, par exemple jusqu'à concurrence de 800 MW comme les Conventions le permettent, et veuillez fournir une justification économique d'une telle décision. Dans le cas où le Distributeur a fait la demande à Hydro-Québec Production (« HQP ») pour une quantité de plus de 400 MW, veuillez fournir une telle demande et la réponse obtenue d'HQP.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2 de l'ACEF de Québec, à la pièce HQD-15, document 3.

4.7 Veuillez fournir une mise à jour des graphiques 4A-3 et 4A-7 de la référence (iii) pour l'année 2015.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2 de l'ACEF de Québec, à la pièce HQD-15, document 3.

5. Références :

(i) B-0020, HQD-6, document 1, page 11, tableau 6 ;

(ii) B-0020, HQD-6, document 1, pages 13 et 14.

Préambule :

(i) Le tableau 6 montre le coût des approvisionnements postpatrimoniaux avec notamment des achats d'énergie de 2,4 TWh pour 2013 et 2,7 TWh pour 2014 incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

(ii) « *Par ailleurs, un volume d'électricité de 5,0 GWh a été acquis en dépassement de l'électricité patrimoniale pour l'année 2013, en vertu de l'entente globale cadre. Il s'agit du plus faible volume en dépassement depuis 2005. Les dépassements sont répartis entre les 300 heures de plus grande contribution (1,9 GWh), les 40 heures de plus faible contribution (1,4 GWh) et les autres heures (1,8 GWh).*

Les dépassements survenus lors des 300 heures de plus grande contribution s'expliquent par des écarts importants entre les besoins anticipés à quelques heures d'avis et les besoins observés le samedi 14 décembre et le mardi 17 décembre 2013. Malgré tous les efforts consentis par le Distributeur pour éviter ces dépassements lors de ces deux journées, les écarts n'ont pu être compensés entièrement par des approvisionnements supplémentaires.

Le coût total des dépassements pour l'année 2013 s'est limité à 0,8 M$. » (Nous soulignons)

Demandes :

5.1 Veuillez présenter, pour chacun des mois de 2014, le nombre de jours et le nombre d'heures du mois où le Distributeur a eu recours aux achats d'énergie ayant mené à un total annuel de 2,7 TWh.

Réponse :

Le niveau de détail demandé dépasse le cadre du présent dossier.

Voir également la réponse à la question 13.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.

5.2 Veuillez fournir, pour chacun des mois de 2014, la courbe horaire des achats d'énergie ayant mené à un total annuel de 2,7 TWh.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

5.3 Veuillez quantifier la portion des achats d'énergie de 2,4 TWh de 2013 qui se traduirait en électricité patrimoniale inutilisée par une analyse *a posteriori* du placement des bâtonnets patrimoniaux. Si une telle analyse n'est pas faite, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Les achats d'énergie réalisés par le Distributeur servent à combler des besoins postpatrimoniaux. Ces achats font suite à des analyses mises à jour quotidiennement. Celles-ci prennent en considération l'évolution prévue des besoins de l'année en cours, les risques climatiques et différents risques opérationnels, comme les indisponibilités possibles des ressources, le tout dans le but d'assurer la sécurité des approvisionnements dans une perspective de minimisation des coûts.

5.4 Veuillez décrire la stratégie adoptée par le Distributeur pour éviter le plus possible les dépassements en vertu de l'entente cadre. Veuillez notamment indiquer les marges d'incertitude en MW utilisées pas le Distributeur pour les horizons entre 0 et 48 heures à l'avance.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.3.

5.5 Veuillez fournir les valeurs horaires en MW des besoins anticipés et des besoins observés de chaque heure des journées du 14 et du 17 décembre 2013 dont il est question à la référence (ii).

Réponse :

Les données horaires de l'année 2013 sont déposées à la Régie dans le cadre du suivi de l'entente cadre à l'adresse suivante :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2009-107/HQD_Releves2013_SuiviD2009-107_30avril2014.pdf

5.6 Veuillez décrire, avec chiffres à l'appui, « *tous les efforts consentis par le Distributeur pour éviter ces dépassements lors de ces deux journées* » (référence (i)). Veuillez

notamment indiquer les quantités horaires et les prix des achats d'énergie effectués lors de ces deux journées.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 5.3 et 5.5.

6. Référence :

B-0020, HQD-6, document 1, page 9, tableau 4.

Préambule :

Le tableau 4 présente les approvisionnements postpatrimoniaux en énergie et notamment des valeurs pour l'éolien I de 2,6 TWh pour l'année de base 2014 et de 2,5 TWh pour l'année témoin 2015.

Demande :

6.1 Veuillez expliquer la baisse indiquée en préambule.

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'à des fins de planification, autant pour l'année 2014 que 2015, la production éolienne annuelle est établie à 35 %. Les écarts observés sont dus à l'intégration de la production éolienne réelle pour les quatre premiers mois de l'année 2014.

MASSE SALARIALE

7. Références :

B-0024, HQD-8, document 2, page 7, tableau 2.

Préambule :

Le tableau 2 montre les Équivalents temps complet (ETC) par groupe d'emplois.

Demande :

7.1 Veuillez expliquer l'augmentation de 40 cadres permanents entre l'année historique 2013 et la valeur ajustée 2014 puis la baisse de 40 cadres permanents entre cette dernière valeur et la valeur de l'année de base 2014.

Réponse :

La prévision du nombre de cadres permanents pour l'année 2014, en vertu de la décision D-2014-037 ajustée du dossier R-3854-2013, a été établie en tenant compte de l'année historique 2012 et de la prévision pour l'année de base 2013. Ainsi, elle s'élève à 488 ETC, soit un niveau comparable à celui prévu pour l'année de base 2013 dans le dossier R-3854-2013, mais inférieur de 22 ETC par rapport à l'année historique 2012.

Quant à la prévision du nombre d'ETC pour l'année de base 2014 dans le présent dossier, celle-ci est comparable au nombre d'ETC de l'année historique 2013.

Comme mentionné à la pièce HQD-8, document 2 (B-0024), les efforts d'efficience ainsi que les départs à la retraite ont permis au Distributeur de diminuer le nombre d'employés liés aux fonctions de support, incluant les cadres.

OBJECTIFS CORPORATIFS

8. Référence :

B-0024, HQD-8, document 2, pages 23 et 24.

Préambule :

Les deux pages présentent les objectifs corporatifs de 2013 et de 2014.

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer pourquoi le seuil, la cible et l'idéal de l'objectif ISC – Global, excluant les clients grandes entreprises, sont en baisse en 2014 par rapport à 2013 alors que l'idéal a été atteint en 2013 pour cet objectif..

Réponse :

L'établissement des objectifs de performance d'une organisation doit se faire dans la perspective globale de son contexte d'affaires, tout en demeurant atteignables et réalistes afin de stimuler les efforts en vue d'atteindre les buts fixés. Pour l'année 2014, les objectifs du Distributeur ont été établis en prenant en compte les résultats des années antérieures, mais également en considérant le contexte d'affaires dans lequel il évolue.

Le Distributeur tient à rappeler que les objectifs corporatifs font l'objet d'un processus d'approbation et sont approuvés ultimement par le conseil d'administration.

8.2 Veuillez décrire l'objectif Projets de 2014 en indiquant notamment de quels projets il s'agit. Veuillez aussi fournir la liste de tous les projets dont il est question.

Réponse :

Cet objectif vise la réalisation de projets spécifiques du Distributeur et se calcule à partir du nombre de projets réalisés au 31 décembre 2014. Les projets sont choisis en fonction des priorités du Distributeur et, dans la plupart des cas, ont reçu au préalable une autorisation de la Régie.

Il est composé des projets suivants :

- **Infrastructure de mesurage avancée ;**
- **Solution de gestion de la consommation ;**
- **Solution d'ordonnancement et de gestion des équipes mobiles ;**
- **Poursuivre l'aide aux clients à faible revenu ;**
- **Gestion des surplus ;**
- **Réalisation des travaux de raccordement prévus en 2014 pour les postes de Port-Daniel, Duchesnay, Lefrançois et Saraguay.**

COMPTEURS DE NOUVELLE GÉNÉRATION – PROJET LAD

9. Références :

(i) R-3770-2011, B-0098, HQD-6, document 1, page 15 ;

(ii) R-3770-2011, B-0098, HQD-6, document 1, page 16 ;

(iii) B-0070, HQD-15, document 1, page 12, réponse 3.4 ;

(iv) B-0039, HQD-11, document 1, page 3, tableau 1 ;

(v) B-0023, HQD-8, document 1, page 18, tableau 8.

Préambule :

(i) «

	Contribution de l'IMA d'Hydro-Québec Distribution		Autres projets IMA
	Fonctionnalités IMA associées	Echéancier	Mis en œuvre ?
Facturation sur relevé réel	Lecture à distance	Dès 2012	Toujours
Emménagement / Déménagement facilités	Lecture à distance, branchement et débranchement	Dès 2012	Souvent
Efficience des processus relève et recouvrement	Lecture à distance, branchement et débranchement	Dès 2012	Souvent
Gestion des pannes et des interruptions		Dès 2012	
> Signalement des pannes et des réalimentations	« Last gasp » du compteur		Souvent
> Localisation des pannes et scénario de rétablissement	Données GPS du compteur et information sur la réalimentation		Parfois
> Infos pannes et interruptions	« Ping » des compteurs		Parfois
Prévision de la demande	Profils de consommation	Dès 2012	Souvent

»

(ii) «

Pour 2013-2014	Contribution de l'IMA d'Hydro-Québec Distribution		Autres projets IMA
	Fonctionnalités IMA associées	Echéancier	Mis en œuvre ?
Gestion de la consommation	Mise à jour quotidienne des pages-web clients	Dès 2013	Parfois
Détection de la subtilisation	Utilisation du réseau maillé IMA (+ compteurs en amont)	Dès 2013	Parfois
Efficacité énergétique - réduction pertes (⇆ CATVAR)	Mesure de tension au compteur	Dès 2013	Rarement

»

(iii) « *L'expérience acquise en phase 1 du projet LAD a permis au Distributeur de constater que l'installation réalisée dans les zones urbaines plus densément peuplées peut être faite plus rapidement qu'initialement prévue. C'est pourquoi le Distributeur propose de maintenir le rythme constaté pour ces zones, ce qui a pour effet de devancer la fin du déploiement.*

Toutefois, le Distributeur prévoit que le rythme d'installation des compteurs dans les zones les moins densément peuplées, principalement celles de la phase 3, ne sera pas accéléré.

<u>L'installation de la très grande majorité des compteurs serait donc complétée à la fin 2015 tandis que le Distributeur procédera à l'installation des quelques compteurs restants, principalement ceux de la phase 3, au cours de l'année 2016.</u> » (Nous soulignons)

(iv) Le tableau 1 montre les revenus autres que ventes d'électricité dont notamment la facturation externe émise en subtilisation d'énergie de 2,0 M$

en 2013, 2,6 M$ pour l'année de base 2014 et 2,5 M$ pour l'année témoin 2015.

(v) Le tableau 8 montre les dépenses du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie (excluant la DMC). Ces dépenses sont de 5,1 M$ pour 2013, 5,3 M$ pour l'année de base 2014 et 5,3 M$ pour l'année témoin 2015.

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer les gains monétaires ou autres que le Distributeur évalue obtenir en 2014 et en 2015 suite à la mise en place dès 2012 de la Gestion des pannes et des interruptions mentionnée à la référence (i) et avec le devancement de la fin du déploiement annoncé à la référence (iii).

Réponse :

Le devancement de la fin du déploiement annoncé n'a pas d'impact sur les gains éventuels de nouvelles fonctionnalités permises par l'IMA. De plus, l'implantation de ces nouvelles fonctionnalités contribue ou contribuera à l'objectif d'efficience du Distributeur. Toutefois, dans un contexte où l'implantation de ces fonctionnalités fera partie des activités de base du Distributeur, les gains afférents, le cas échéant, seront considérés à même les gains découlant des actions de gestion courante.

Par ailleurs, comme mentionné dans le suivi du projet LAD au 31 décembre 2013, la fonctionnalité gestion des pannes et des interruptions a été implantée en 2013 et non en 2012.

9.2 Veuillez indiquer les gains monétaires et les gains sur la précision de la prévision de la demande que le Distributeur évalue obtenir en 2014 et en 2015 suite à la mise en place dès 2012 de l'utilisation des Profils de consommation pour la Prévision de la demande tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1. De plus, comme mentionné dans le suivi du projet LAD au 31 décembre 2013, la fonctionnalité prévision de la demande n'a pas été implantée en 2012.

9.3 Veuillez indiquer les gains monétaires et la réduction de la demande que le Distributeur évalue obtenir en 2014 et en 2015 suite à la mise en place dès 2013 de l'utilisation de la Mise à jour quotidienne des pages-web clients pour la Gestion de la consommation mentionnée à la référence (ii) et avec le devancement de la fin du déploiement annoncé à la référence (iii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1. De plus, la fonctionnalité n'est par ailleurs pas encore implantée.

9.4 Veuillez indiquer les gains monétaires que le Distributeur évalue obtenir en 2014 et en 2015 suite à la mise en place dès 2013 de l'Utilisation du réseau maillé IMA pour la Détection de la subtilisation mentionnée à la référence (ii) et avec le devancement de la fin du déploiement annoncé à la référence (iii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1. De plus, comme mentionné dans le suivi du projet LAD au 31 décembre 2013, la fonctionnalité *détection de la subtilisation* n'a pas été implantée en 2013 mais le sera à la fin de l'année 2015.

9.5 Veuillez expliquer le peu d'augmentation (et même la baisse prévue en 2015) de la facturation externe émise en subtilisation d'énergie présentée à la référence (iv) en considérant les possibilités offertes par l'Utilisation du réseau maillé IMA pour la Détection de la subtilisation mentionnée à la référence (ii) et avec le devancement de la fin du déploiement annoncé à la référence (iii).

Réponse :

Comme mentionné dans le suivi du projet LAD au 31 décembre 2013, à la suite du développement d'une solution technique visant à faciliter la détection des cas de non-conformité, une première étape est en cours et se terminera en décembre 2015. Cette étape a pour but notamment de valider, d'une part, les algorithmes de détection de la subtilisation et, d'autre part, l'analyse d'opportunité. Selon les résultats obtenus au cours de cette première étape, une implantation graduelle de la solution est envisagée en 2015 sur les lignes de moyenne tension jugées prioritaires. Étant donné l'évolution de cette solution technique, le Distributeur ne prévoit pas d'impact supplémentaire sur ses revenus et ses coûts pour l'année témoin 2015.

Le Distributeur tient à rappeler que le programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie est un outil majeur de dissuasion. Par le passé, des sommes importantes ont été récupérées grâce à ce programme. N'étant pas immunisé contre le vol d'énergie, le Distributeur poursuit ses efforts dans ce programme en vue de continuer à contrer les vols et de récupérer les revenus s'y rattachant.

Ainsi, l'implantation de la solution technique a pour but de faciliter la détection des cas de non-conformité mais ne remplacera pas la nécessité d'enquête et d'analyse de ces cas.

9.6 Veuillez expliquer le peu de baisse (et même l'augmentation prévue en 2014) du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie présentée à la référence (v) en considérant les possibilités offertes par l'Utilisation du réseau maillé IMA pour la Détection de la subtilisation mentionnée à la référence (ii) et avec le devancement de la fin du déploiement annoncé à la référence (iii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.5.

9.7 Veuillez commenter sur l'intérêt pour le Distributeur d'une dépense de 5,3 M$ dans un programme spécial pour 2015 (référence (v)) en vue de générer un revenu de 2,5 M$ pour la même année (référence (iv)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.5.

9.8 Veuillez décrire les programmes de gestion de la consommation que le Distributeur compte mettre en place afin de réduire la demande de pointe en tenant compte que tous les compteurs de nouvelle génération seront installés avant la fin de 2016. Veuillez indiquer la réduction de la demande de pointe par année que le Distributeur prévoit suite à la mise en place de tels programmes.

Réponse :

Voir la réponse à la question 36.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-15, document 1.2.