

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC (LE DISTRIBUTEUR) SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2017-2018**

**AJUSTEMENTS ORGANISATIONNELS ET
CODE DE CONDUITE DU DISTRIBUTEUR**

1. **Références :** (i) Pièce [B-0011](#), p. 3;
(ii) Dossier R-3579-2005, [pièce B-78](#), annexe C, Code de conduite du Distributeur.

Préambule :

- (i) « Hydro-Québec a procédé à la fin de l'année 2015 à trois ajustements à sa structure organisationnelle qui ont touché le Distributeur :
- Transfert du bureau du contrôleur du Distributeur vers le groupe – Direction financière et contrôle d'Hydro-Québec (-94 ETC) ; [...] ».
- (ii) Voici un extrait du Code de conduite du Distributeur :

« 8. APPLICATION DU CODE

8.1 Le contrôleur du Distributeur est responsable de l'application des règles de conduite énoncées au présent Code de conduite. Il peut édicter des règles de gestion interne auprès des gestionnaires du Distributeur, que ceux-ci doivent appliquer et sur lesquelles ils doivent rendre compte.

8.2 Le contrôleur du Distributeur, en collaboration avec le directeur Approvisionnement en électricité, est responsable d'organiser et d'assurer le suivi des processus d'information et de formation continue auprès des employés du Distributeur et des personnes ou entreprises engagées à contrat pour participer à des activités liées à l'approvisionnement en électricité ou à des activités liées à la prévision de la demande d'électricité au Québec.

Il doit également effectuer les liens nécessaires avec les responsables des entités affiliées du Distributeur.

8.3 Le contrôleur du Distributeur doit présenter annuellement à son président un rapport sur l'application de Code de conduite.

Ce rapport annuel sur l'application du Code de conduite doit être déposé auprès de la Régie dans le rapport annuel du Distributeur ».

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer que la direction financière et contrôle d'Hydro-Québec est sous la Vice Présidence exécutive et chef de la direction financière d'Hydro-Québec.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que le groupe – Direction financière et contrôle**
2 **d’Hydro-Québec relève de la vice-présidente exécutive et chef de la direction**
3 **financière d’Hydro-Québec.**

1.2 Veuillez confirmer que le Contrôleur du Distributeur ne relève plus d’Hydro-Québec
Distribution.

Réponse :

4 **Le Distributeur confirme que le Contrôleur du Distributeur ne relève plus**
5 **d’Hydro-Québec Distribution, ses activités et ses ressources ayant été**
6 **transférées au groupe - Direction financière et contrôle d’Hydro-Québec. La**
7 **mission et les fonctions du Contrôleur du Distributeur sont néanmoins**
8 **demeurées inchangées à la suite de ce transfert.**

1.3 Veuillez préciser l’impact de ce changement eu égard à l’article 8.3 du Code de
conduite qui stipule que la responsabilité de fournir l’attestation de conformité relève
du Contrôleur du Distributeur.

Réponse :

9 **Le changement de rattachement administratif du Contrôleur du Distributeur**
10 **n’a aucun impact sur l’application de l’article 8.3 du Code de conduite du**
11 **Distributeur (« Code de conduite ») puisque sa mission et ses fonctions sont**
12 **demeurées inchangées.**

1.4 Veuillez préciser si la responsabilité de fournir l’attestation de conformité prévue à
l’article 8.3 du Code de conduite relève toujours du Contrôleur.

- Dans la négative, veuillez expliquer.
- Dans l’affirmative, eu égard, notamment, aux objectifs du Code de conduite (articles 3.1 et 3.2), veuillez expliquer qu’un employé d’une entité « affiliée » du Distributeur (Annexe 1 du Code de conduite), puisse assumer la responsabilité de fournir l’attestation de conformité.

Réponse :

13 **La responsabilité de fournir l’attestation de conformité prévue à l’article 8.3 du**
14 **Code de conduite relève toujours du Contrôleur du Distributeur.**

15 **Ainsi, la responsabilité de fournir l’attestation de conformité par le Contrôleur**
16 **du Distributeur se fait dans le respect des objectifs du Code de conduite,**
17 **notamment ceux mentionnés aux articles 3.1 et 3.2.**

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

2. **Référence :** Pièce [B-0072](#), p. 4 et 5.

Demande :

2.1 La Régie note l'explication du Distributeur en réponse à la question 3.1 de la pièce citée en référence et constate que la réponse fournie ne répond pas à la demande faite. La Régie réitère sa demande relativement au dépôt des trois tableaux indiqués à la question 3.1 incluant les données pour les années historiques 2014 et 2015 et l'année de base 2016.

Réponse :

1 **Le Distributeur révisé les tableaux 2, A-1 et B-1 relatifs aux indicateurs**
 2 **d'efficacité et à leurs composantes, initialement déposés à la pièce HQD-2,**
 3 **document 1 (B-0013), en y intégrant les données des années historiques 2014**
 4 **et 2015 ainsi que celles de l'année de base 2016.**

TABLEAU R-2.1-A :
INDICATEURS D'EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS PAR LE DISTRIBUTEUR

Description	Année historique	Année historique	Année historique	D-2016-033	Année de base	Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2013	2014	2015	2016	2016	2017	2013-2017	2016-2017
Indicateurs globaux du Distributeur								
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	512	520	527	500	499	493	-0,9%	-1,4%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,24	1,27	1,32	1,24	1,24	1,25	0,3%	0,9%
3 - CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	266	260	268	268	266	266	0,0%	-0,7%
4 - IEN (\$) par abonnement	2 155	2 182	2 224	2 203	2 226	2 218	0,7%	0,7%
Indicateurs processus SALC								
5 - Coût total SALC (\$) par abonnement	99	112	111	95	99	98	-0,3%	3,2%
6 - CEN SALC (\$) par abonnement	89	96	95	92	94	92	0,8%	0,0%
Indicateurs processus Distribution								
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	412	408	416	405	400	395	-1,0%	-2,5%
8 - CEN Distribution (\$) par abonnement	176	164	173	176	171	174	-0,3%	-1,1%

**TABLEAU R-2.1-B :
COMPOSANTES DES INDICATEURS D'EFFICIENCE**

Composantes	Année historique	Année historique	Année historique	D-2016-033	Année de base	Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2013	2014	2015	2016	2016	2017	2013-2017	2016-2017
Intrants (en M\$)								
Coût total des processus Distribution et SALC	2 119	2 173	2 222	2 126	2 125	2 111	-0,1%	-0,7%
Coût total du processus SALC	411	466	468	401	421	422	0,7%	5,2%
Coût total du processus Distribution	1 708	1 707	1 754	1 725	1 704	1 689	-0,3%	-2,1%
CEN des processus Distribution et SALC	1 102	1 084	1 130	1 139	1 130	1 141	0,9%	0,2%
CEN du processus SALC	371	400	400	390	401	395	1,6%	1,3%
CEN du processus Distribution	731	684	730	749	729	746	0,5%	-0,4%
IEN Distribution et SALC	8 927	9 121	9 372	9 374	9 470	9 504	1,6%	1,4%
Inducteurs de coûts								
Nombre d'abonnements au Québec	4 141 990	4 179 850	4 214 721	4 255 050	4 255 050	4 285 421	0,9%	0,7%
Kilomètres de réseau (moyenne tension)	114 843	115 583	116 258	116 480	116 480	117 123	0,5%	0,6%
Ventes normalisées (GWh)	171 463	171 140	168 461	170 234	170 234	168 596	-0,4%	-1,0%
Ventes normalisées qui transitent par le réseau de distribution (GWh)	116 641	115 402	114 261	116 753	116 753	115 582	-0,2%	-1,0%
Inflation (%) - avril 2016	0,9%	2,0%	1,1%	2,0%	1,8%	2,0%	1,7%	2,0%

**TABLEAU R-2.1-C :
INDICATEURS D'EFFICIENCE SPÉCIFIQUES**

Description	Année historique	Année historique	Année historique	D-2016-033	Année de base	Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2013	2014	2015	2016	2016	2017	2013-2017	2016-2017
Indicateurs globaux du Distributeur								
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	0,64	0,63	0,67	0,67	0,66	0,68	1,5%	1,5%
IEN (k\$) par km de réseau	77,7	78,9	80,6	80,5	81,3	81,1	1,1%	0,7%
Indicateurs processus Distribution								
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	14,9	14,8	15,1	14,8	14,6	14,4	-0,8%	-2,7%
CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	0,63	0,59	0,64	0,64	0,62	0,65	0,8%	1,6%

3. **Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 11 et 12;
(ii) Pièce [B-0072](#), p. 5 et 6;
(iii) Pièce [B-0068](#), p. 12 et 13.

Préambule :

(i) Le Distributeur réitère sa proposition d'inclure le « Nombre de courriels libres » à l'indicateur Nombre de contacts web par client. Dans sa décision [D-2016-033](#), la Régie a jugé que « le nombre de courriels libres devrait en être exclus, puisque leur nombre, d'environ 46 000, serait noyé dans environ 2 500 000 données (transactions Web + informations Web) ».

(ii) Le Distributeur présente l'évolution du nombre de courriels libres sur la période 2011-2015.

(iii) À la demande de la Régie, le Distributeur présente notamment le nombre de courriels libres au 30 juin 2015.

Demandes :

- 3.1 Concernant les clientèles résidentielle et commerciale, veuillez fournir sous forme de tableau l'évolution du nombre de contacts Web transactionnels et automatisés, le nombre de contacts Web informationnels et le nombre de formulaires Web des 5 dernières années.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-3.1 présente l'évolution du nombre de contacts Web selon les**
2 **catégories demandées par la Régie pour les années 2011 à 2015.**

**TABLEAU R-3.1 :
ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CONTACTS WEB**

	2011	2012	2013	2014	2015
Transactionnels	829 920	828 628	981 476	1 187 866	2 788 751
Informationnels	706 746	942 376	1 089 983	1 434 703	1 945 050
Par formulaire	104 078	108 630	94 597	112 387	63 315

- 3.2 Veuillez expliquer la hausse d'environ 300 % du nombre de courriels libres entre le 30 juin 2015 et le 31 décembre 2015.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur constate que, dans sa réponse à la question 4.1 de la demande**
4 **de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068)**
5 **du dossier R-3933-2015, le nombre de courriels libres et le nombre de**
6 **formulaires Web ont été inversés. On devrait plutôt lire un nombre de 57 402**
7 **courriels libres et un nombre de 45 640 contacts par formulaire Web en date**
8 **du 30 juin 2015.**

- 9 **Au 31 décembre 2015, le Distributeur dénombre 137 907 courriels libres,**
10 **comme présenté au tableau R-4.1-A en réponse à la question 4.1 de la**
11 **demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2**
12 **(B-0072). Par conséquent, la hausse du nombre de courriels libres à la fin de**
13 **2015 par rapport à celui du premier semestre de 2015 s'élève à 140 %, ce qui**
14 **reflète une tendance normale.**

4. **Référence :** Pièce [B-0013](#), p. 14, Tableau 4.

Préambule :

Le tableau 4 présente l'indice de satisfaction de la clientèle par dimension du service, à savoir : Qualité et continuité d'alimentation électrique, Facture, Produits et services pour mieux gérer la consommation et les coûts énergétiques et Service à la clientèle.

Demande :

4.1 Dans le cas des clients Grands comptes, veuillez expliquer, comparativement aux autres segments de la clientèle et autres dimensions du service, la performance moindre du Distributeur dans le cas de la dimension du service « Qualité et continuité d'alimentation électrique ». Veuillez présenter, le cas échéant, les mesures mises en place ou prévues par le Distributeur pour améliorer sa performance dans cette dimension du service.

Réponse :

1 **Les clients Grands comptes affichent des niveaux de satisfaction plus élevés**
2 **ou parmi les plus élevés par rapport aux autres segments de clientèle à**
3 **l'égard de trois dimensions du service : la facturation, la gestion de**
4 **consommation et le service à la clientèle. Par contre, ils sont les moins**
5 **satisfaits relativement à la dimension de la qualité et continuité de**
6 **l'alimentation électrique.**

7 **Cette situation s'explique par le fait qu'environ les deux-tiers des clients**
8 **Grands comptes sont à vocation industrielle. Ces clients utilisent des**
9 **technologies hautement performantes dans leurs procédés industriels,**
10 **notamment des équipements électroniques de grande précision qui les**
11 **rendent plus sensibles aux variations de tension ou aux micro-pannes**
12 **d'électricité. Il s'agit d'ailleurs des principaux motifs d'insatisfaction de ces**
13 **clients, en plus de la fréquence des pannes comme pour les autres segments.**

14 **Dès qu'il y a une évaluation négative des clients sur une des quatre**
15 **dimensions perçue lors des sondages, un plan d'action est défini par les**
16 **équipes responsables. Parmi les actions s'adressant à l'ensemble des clients**
17 **Grands comptes pour améliorer leur satisfaction à l'égard de l'alimentation**
18 **électrique, on note :**

- 19 **• l'organisation de séances de formation où les experts techniques en**
20 **qualité de l'onde présentent aux clients les paramètres de**
21 **l'alimentation offerte par le Distributeur, les moyens de mitigation ainsi**
22 **que les éléments qui doivent être mesurés ;**
- 23 **• la réalisation de dépliants offerts aux clients sur la qualité de l'onde et**
24 **sur divers aspects de l'alimentation afin de les informer et de les**

1 outiller pour mieux comprendre les phénomènes qui peuvent survenir
2 et s'en prémunir ;

- 3 • l'offre d'un service de mesurage spécialisé permettant à cette clientèle
4 de mesurer la qualité du service et de recevoir des alertes ;
- 5 • l'accompagnement des clients par les délégués lors de demandes
6 d'alimentation de nouveaux clients ou d'accroissement de charge.

7 Ainsi, lors de problématique spécifique en matière d'alimentation électrique,
8 une analyse est réalisée afin de répondre aux interrogations du client sur la
9 nature et les causes. Dans les cas sévères, le délégué rencontre le client avec
10 les experts techniques (du réseau, de la maintenance et de la qualité de
11 l'onde) afin d'étudier les solutions à envisager.

5. **Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 16, Tableau 5;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 34.

Préambule :

(i) Le tableau 5 présente les indicateurs de qualité de service du Distributeur sur la période 2011-2016, notamment le taux d'abandon téléphonique pour les clients résidentiels et commerciaux.

(ii) « **Taux d'abandon téléphonique**

Définition : *Taux de clients ayant raccroché alors qu'ils attendaient en file (clients ayant fait leur choix au menu Réponse Vocale Interactive et en attente d'une réponse d'un représentant) ». [nous soulignons]*

Demande :

5.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur mesure sa performance relativement aux appels téléphoniques interrompus en raison de l'incapacité du système téléphonique à traiter l'ensemble des appels reçus.

Réponse :

12 **Le Distributeur ne mesure pas de façon spécifique sa performance**
13 **relativement aux appels téléphoniques interrompus en raison de l'incapacité**
14 **du système téléphonique à traiter l'ensemble des appels reçus. Cependant, il**
15 **effectue un suivi mensuel avec le Groupe - Technologies de l'information afin**
16 **de lui faire part des problèmes techniques qui surviennent sporadiquement au**
17 **niveau du système téléphonique.**

6. Référence : Pièce [B-0077](#), p. 6.

Préambule :

À la question de l'APCHQ, relativement aux raisons qui lui sont fournies pour expliquer la croissance de délais d'attente sous la responsabilité du client, le Distributeur répond qu'il « *ne constate pas une tendance à la hausse des délais quant au prolongement du réseau souterrain : il s'agit plutôt de variations d'une année à l'autre » . [nous soulignons]*

Demande :

6.1 Veuillez expliciter la réponse du Distributeur citée à la référence (ii) et élaborer sur les raisons de la croissance du Délai attente client dans le cas des prolongements du réseau souterrain.

Réponse :

1 **La variabilité de l'indicateur d'une année à l'autre résulte notamment du faible**
2 **volume des demandes de promoteurs en réseau souterrain. En effet, certains**
3 **cas particuliers de prolongement occasionnant des délais plus longs peuvent**
4 **alors avoir une influence sur le résultat global d'une année donnée.**

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Création d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité

7. Références : (i) Pièce [B-0072](#), p. 29; dans une année donnée
(ii) Pièce [B-0072](#), p. 30, tableau R-12.4.

Préambule :

(i) « *Le CER proposé sur les revenus nets des achats capte partiellement les écarts de revenus nets des achats, soit pour la portion non climatique hors du contrôle du Distributeur et incite à l'efficacité énergétique [...] ».*

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-12.4, les données neutralisées par les comptes d'écarts et de reports (CER) en vigueur et par le compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité demandé dans le présent dossier. Il indique que les ventes d'électricité totalisant 11 602,1 M\$ sont neutralisées globalement par les CER suivants totalisant 11 602,1 M\$:

- Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité;
- Compte de nivellement pour aléas climatiques;
- Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité.

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer l'affirmation présentée à la référence (i) « *Le CER proposé sur les revenus nets des achats capte partiellement les écarts de revenus nets des achats,*

soit pour la portion non climatique hors du contrôle du Distributeur et incite à l'efficacité énergétique ».

Réponse :

1 **Le CER sur les revenus nets des achats d'électricité proposé est**
2 **complémentaire aux autres CER en vigueur et vise à capter les écarts**
3 **résiduels, dont les écarts non climatiques. C'est en ce sens que sa couverture**
4 **est partielle. Ces écarts non climatiques résultent de plusieurs changements**
5 **significatifs hors du contrôle du Distributeur qui affectent la prévision de la**
6 **demande et des revenus des ventes et qui ne peuvent être reflétés à temps**
7 **dans les revenus prévus.**

8 **Le CER favorise également l'efficacité énergétique puisqu'il permet de**
9 **neutraliser les impacts sur les ventes du Distributeur qui pourraient être**
10 **causés par une réduction de l'énergie vendue à la suite des programmes et**
11 **interventions en efficacité énergétique.**

7.2 Veuillez indiquer la portion des revenus qui demeure sous le contrôle du Distributeur.

Réponse :

12 **Les comptes d'écarts actuels (comptes de *pass-on*, de nivellement et du tarif**
13 **de maintien de la charge) jumelés au CER des revenus nets des achats**
14 **d'électricité proposé permettent de neutraliser la totalité des variations liées**
15 **aux revenus nets des achats d'électricité.**

7.3 Veuillez confirmer que le compte de *pass-on*, le compte de nivellement et le CER proposé sur les revenus nets des achats d'électricité captent la totalité des écarts de revenus nets des achats d'électricité. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 7.2.**

7.4 Veuillez indiquer quels sont les types de données des ventes d'électricité pour lesquels les CER suivants captent les écarts de revenus :

- Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité;
- Compte de nivellement pour aléas climatiques;
- Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité.

Veuillez expliquer.

Réponse :

17 **L'illustration du traitement des écarts de revenus en fonction de leur**
18 **composante est présentée au tableau R-4.1 en réponse à la question 4.1 de la**

1 demande de renseignements de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-16, document 5
2 (B-0078), page 10.

3 Cette représentation permet de constater que le CER des revenus nets des
4 achats d'électricité proposé permettrait de capter l'impact des aléas sur les
5 revenus unitaires ainsi que les aléas de la demande (donc non climatiques)
6 relatifs aux composantes liées au transport et à la distribution.

7.5 Veuillez quantifier les données neutralisées des ventes d'électricité, totalisant
11 602,1 M\$, pour chacun des CER suivants:

- Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité;
- Compte de nivellement pour aléas climatiques;
- Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité.

Réponse :

7 Les données neutralisées des ventes d'électricité de l'année témoin 2017
8 (référence ii) ne peuvent être quantifiées selon les CER mentionnés tant que
9 l'année 2017 ne sera pas terminée et les écarts entre les résultats et les
10 revenus projetés n'auront pas été constatés.

COÛTS ÉVITÉS

8. Référence : Pièce [B-0072](#), p. 37 et 38.

Demande :

8.1 La Régie note la réponse du Distributeur aux questions 15.1 et 15.2. Toutefois, la Régie demande à nouveau au Distributeur de déposer le coût évité de l'énergie à compter de 2026, comme indiqué à la question 15.2.

Réponse :

11 De 2017 à 2027 inclusivement, le signal de coût évité pour :

- 12 • la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh (\$ 2016),
13 indexé à l'inflation ;
- 14 • la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2016), indexé
15 à l'inflation.

16 À compter de 2028, le signal de coût évité de long terme en énergie est de
17 8,5 ¢/kWh (\$ 2016) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des
18 contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01),
19 incluant les coûts de transport et d'équilibrage.

9. Références : (i) Pièce [B-0024](#), p. 9 et 10;
(ii) Pièce [B-0076](#), p. 3 et 4, Tableau R-1.1.

Préambule :

(i) « Les achats sur les marchés de court terme totalisent 300 MW et correspondent exclusivement aux 300 MW de puissance UCAP acquis par le biais de l'appel d'offres lancé en mai 2014 (A/O 2014-01), aucun autre achat n'étant requis ».

(ii) À la demande de l'AHQ-ARQ, le Distributeur présente les résultats des appels d'offres en puissance UCAP pour les hivers 2014-2015 et 2015-2016.

Demande :

9.1 Veuillez compléter le tableau cité en référence avec les résultats de l'appel d'offres en puissance UCAP pour l'hiver 2016-2017.

Réponse :

1 **Le Distributeur dépose l'information demandée sous pli confidentiel. En vertu**
2 **des ententes conclues avec les contreparties concernées, les données**
3 **relatives à ces transactions sont confidentielles jusqu'à 90 jours suivant la**
4 **date de fin de la transaction.**

Coûts du kW-hiver effacé à la pointe

10. Références : (i) Pièce [B-0072](#), p. 98;
(ii) [Quand changer votre chauffe-eau?](#) selon SSQ.

Préambule :

(i) «

**TABLEAU R-42.5 :
BUDGETS, OBJECTIFS ET DURÉE DE VIE – GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE**

	2017				
	M \$	MW (bruts)	Budget Approvisionnements (M\$)	Coûts HQD (\$/kW-hiver)	Durée de vie utile (ans)
Gestion de la demande en puissance					
Chauffe-eau 3 éléments	2	3	s/o	67,2	12
Sensibilisation et biénergie	1	-	s/o	-	-
Charges interruptibles résidentielles	26	83	1,2	209,8	3
Charges interruptibles - Bâtiments CI	0	80	6,3	82,4	5

»

(ii) « L'espérance de vie d'un chauffe-eau est très variable, puisque divers facteurs entrent en ligne de compte. D'abord, le type d'eau, et surtout sa teneur en minéraux, peuvent

provoquer un vieillissement accéléré du réservoir. Par exemple, une eau à haute teneur en fer peut être abrasive et occasionner des dommages plus rapidement.

La qualité de fabrication de votre appareil peut également avoir un impact sur son espérance de vie. Les qualités et les types de chauffe-eau sont très variables et, en ce sens, vous devez penser à changer votre chauffe-eau après 10 ans, ou du moins, à l'inspecter régulièrement passé cette période. De plus, certains assureurs pourraient décider de ne pas couvrir les appareils trop âgés en raison du nombre croissant de sinistres provoqués par l'eau ». [Nous soulignons]

Demandes :

10.1 Veuillez justifier le choix d'une durée de vie de 12 ans pour le chauffe-eau à 3 éléments compte-tenu de l'avis des assureurs.

Réponse :

1 **L'avis des assureurs est basé sur une évaluation des risques et encourage les**
2 **clients à devancer le remplacement de leurs chauffe-eau avant terme à titre**
3 **préventif seulement. Il ne constitue pas en soi une valeur de référence de la**
4 **durée de vie technique.**

5 **Une revue de la littérature sur la durée de vie des chauffe-eau confirme la**
6 **valeur de 12 ans, laquelle est utilisée aux fins des analyses économiques du**
7 **programme CE3É.**

10.2 Veuillez justifier le choix des durées de vie de 3 et 5 ans respectivement pour les mesures de charges interruptibles pour les secteurs résidentiel et CI.

Réponse :

8 **Les durées de vie plus courtes des programmes de charges interruptibles**
9 **sont des hypothèses de durées de vie commerciales, et non techniques.**

10 **Dans le cas des charges interruptibles résidentielles, le Distributeur estime**
11 **que le risque d'abandon peut être élevé en raison des emménagements-**
12 **déménagements avant la fin de la durée de vie technique des équipements.**

13 **La durée de vie commerciale de 5 ans du programme *Charges interruptibles –***
14 ***Bâtiments CI* est basée sur la durée estimée de la programmation des**
15 **systèmes de contrôle des clients, laquelle pourrait nécessiter une mise à**
16 **niveau après 5 ans.**

17 **Voir également la réponse à la question 25.2 de la demande de**
18 **renseignements n° 5 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.4 (B-0099) du**
19 **dossier R-3933-2015.**

10.3 Pour les charges interruptibles au résidentiel, veuillez élaborer sur les possibilités pour le Distributeur de chercher à amortir l'investissement dans des systèmes de télécontrôle sur une période plus longue, par exemple en engageant les participants pour une durée au moins équivalente à la durée de vie d'un chauffe-eau.

Réponse :

1 **Comme indiqué à la réponse à la question 10.2, la durée de vie choisie pour**
2 **les analyses économiques est justifiée par des raisons commerciales, et non**
3 **techniques.**

10.4 Veuillez indiquer si en amortissant l'investissement dans les systèmes de contrôle sur une durée plus longue, par exemple de 10 ans, le Distributeur peut disposer d'une marge de manœuvre supplémentaire lui permettant d'offrir une compensation financière plus importante, afin de fidéliser le participant sur une plus longue période. Le cas échéant, veuillez indiquer la compensation financière qui pourrait être accordée avec un engagement de 10 ans.

Réponse :

4 **La marge de manœuvre disponible pour rentabiliser le programme est**
5 **appuyée sur la valeur du coût évité de la puissance et sur la durée de vie**
6 **commerciale envisagée. Le déploiement du programme permettra au**
7 **Distributeur d'en mesurer la performance et ce dernier pourra en ajuster les**
8 **modalités au besoin.**

10.5 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'attribue aucun gain en MW au programme de sensibilisation à la biénergie, basé sur des clients qui ont adopté ou qui n'ont pas abandonné la biénergie grâce à ce programme, au même titre que le Distributeur attribue des économies d'énergie en GWh aux programmes de sensibilisation et de promotion du PGEÉ. Selon le cas, veuillez fournir un estimé de l'impact de ce programme ou élaborer sur la possibilité de procéder très prochainement à une évaluation de son impact.

Réponse :

9 **Le Distributeur ne comptabilise aucun impact énergétique pour les**
10 **campagnes de sensibilisation à la biénergie, celle-ci étant une option tarifaire,**
11 **et non un programme comme énoncé dans la question. Le Distributeur**
12 **poursuit ses efforts de sensibilisation à la biénergie, lesquels ont pour**
13 **objectif de maintenir la contribution de cette option en périodes de froid.**

10.6 Veuillez fournir, à titre informatif seulement, une nouvelle version du tableau 42.5 qui tient compte des réponses aux questions précédentes et de durées de vie de 10 ans pour toutes les mesures.

Réponse :

1 Voir les réponses aux questions 10.1 et 10.2.

SALAIRES ET EFFECTIFS

11. Référence : Pièce [B-0028](#), p. 6.

Préambule :

« [...] une baisse nette de 97 ETC découlant d'un décalage dans le comblement des postes en lien avec les activités liées au réseau de distribution. Toutefois, cette main-d'œuvre doit être renouvelée puisque le Distributeur n'a pas encore atteint le niveau anticipé de comblement des retraites avec les équipes de relève ; ». [nous soulignons]

Demande :

11.1 Veuillez expliquer pourquoi la prévision des salaires de base pour l'année témoin 2017 ne tient pas compte d'une prévision reliée au décalage dans le comblement de postes. Veuillez élaborer.

Réponse :

2 **Le Distributeur précise que la prévision des salaires de base de l'année**
3 **témoin 2017 est établie en fonction de ses besoins en ETC. Cette prévision**
4 **tient donc compte de l'effet du décalage dans le comblement de postes en lien**
5 **avec les activités du réseau de distribution.**

12. Références : (i) Pièce [B-0028](#), p. 7;
(ii) Pièce [B-0063](#), p. 5;
(iii) Pièce [B-0082](#), p. 5.

Préambule :

(i) Le Distributeur prévoit des augmentations salariales de 3,6 % et un facteur de projection de 0,8 % pour l'année témoin 2017.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, la firme Normandin Beaudry indique que les hausses salariales prévues pour le marché sont de l'ordre de 2,6 % pour l'année 2016 et de 2,8 % pour l'année 2017.

(iii) « De plus, Hydro-Québec analyse les prévisions d'augmentations salariales établies par les grandes firmes de consultation afin d'établir ses budgets d'augmentations salariales annuels. Les données publiées dans ces enquêtes permettent de dégager les tendances du marché du travail et de valider l'alignement et le positionnement de l'offre de rémunération globale d'Hydro-Québec ».

Demande :

12.1 Veuillez commenter l'écart entre les augmentations salariales prévues par le Distributeur de 3,6 % (référence(i)) et celles prévues pour le marché de 2,8 % (référence (ii)) pour l'année 2017.

Réponse :

1 L'augmentation salariale de 3,6 % prévue pour 2017 est une moyenne
2 pondérée en fonction de la masse salariale de chaque groupe d'emplois
3 (syndiqués et non syndiqués confondus) chez Hydro-Québec.

4 Le pourcentage d'augmentation des salaires pour l'année 2017 prend
5 notamment en compte l'intégration partielle de la rémunération incitative au
6 salaire de base chez les employés non syndiqués. En effet, cette dernière a
7 été réduite de 5 % au 1^{er} janvier 2016 pour les cadres intermédiaires, les
8 cadres de maîtrise, les professionnels, les adjointes administratives et les
9 secrétaires de direction. Elle fut abolie pour le personnel de bureau non régi.
10 En contrepartie, au 1^{er} janvier 2017, les salaires de base du personnel de
11 bureau non régi seront augmentés de 4,2 % et ceux des autres employés non
12 syndiqués, de 4,5 %.

13 Pour les employés syndiqués, les hausses des échelles salariales pour 2017
14 s'inscrivent dans le cadre de conventions collectives en vigueur pour une
15 période de cinq ans, soit de 2014 à 2018. Pour les deux premières années, il
16 n'y a eu aucune hausse des échelles salariales (sauf pour l'intégration
17 partielle de la rémunération incitative au salaire de base des employés
18 syndiqués en 2015).

19 Enfin, le déplafonnement des maximums des échelles salariales du personnel
20 ingénieur a également un effet sur le pourcentage d'augmentation salariale
21 prévu pour 2017.

13. **Références :**
- (i) Pièce [B-0028](#), p. 7 et 8;
 - (ii) Pièce [B-0032](#), p. 5 et 6;
 - (iii) Pièce [B-0072](#), p. 52, tableau R-20.3-G;
 - (iv) Pièce [B-0027](#), p. 16.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique la variation des salaires de base entre l'année témoin 2017 et l'année de base 2016, notamment par la fin du déploiement du projet LAD :

« [...] une hausse de 102 ETC, reclassés dans les activités de base à la suite de la fin du déploiement du projet LAD ;

[...]

une réduction de 256 ETC associée au projet LAD, à la suite de la fin du déploiement. De ce nombre, 135 ETC correspondent aux employés temporaires qui ont quitté le Distributeur. De plus, 102 ETC ont été reclassés dans les activités de base, dont 23 ETC pour les employés affectés temporairement à l'installation de certains compteurs communicants à des endroits difficiles d'accès. Le Distributeur souligne que ces 102 ETC sont affectés majoritairement à des projets d'investissements et ne génèrent pas de pression sur les charges d'exploitation. Finalement, une réduction de 19 ETC est associée aux employés à relocaliser, portant à 62 le nombre d'ETC à relocaliser en 2017 ; ». [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur explique la variation des coûts capitalisés entre l'année témoin 2017 et l'année de base 2016, notamment par la fin du déploiement du projet LAD :

« Cette hausse est imputable, d'une part, à un accroissement prévu de la force de travail de 30 ETC pour les métiers-lignes (voir le tableau 3), découlant notamment d'un renouvellement de la main d'œuvre nécessaire à la réalisation des travaux, et, d'autre part, au retour dans les activités de base de 62 ETC à la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016. Cette force de travail est nécessaire pour les activités de maintien des actifs et de croissance en équipements de mesurage et l'installation de certains compteurs communicants difficiles d'accès ». [nous soulignons]

(iii) Le Distributeur présente au tableau R-20.3-G, 129 ETC reliés au projet LAD, phases 2 et 3 pour l'année témoin 2017.

(iv) « En 2016, le Distributeur complètera le déploiement des 3,8 millions de compteurs communicants et la mise en place de l'infrastructure de mesurage avancée prévus dans le cadre du projet LAD. Un montant de 30,3 M\$ est prévu pour 2017, lequel est composé des éléments suivants :

- 6,0 M\$ relatifs à 62 ETC toujours à relocaliser en 2017 ;
- 16,1 M\$ associés aux licences et maintenance de l'infrastructure des technologies de l'information et des équipements de télécommunication ;
- 8,2 M\$ en « Charges diverses » liés aux coûts du centre d'exploitation du mesurage ».

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer et concilier les 102 ETC mentionnés à la référence (i) et les 62 ETC mentionnés à la référence (ii).

Réponse :

1 **Étant donné que les efforts liés aux activités de base du Distributeur ont**
2 **connu un ralentissement durant le déploiement du projet LAD, les 62 ETC**
3 **associés aux coûts capitalisés, représentant principalement des installateurs,**
4 **sont nécessaires pour assurer la reprise graduelle des activités en maintien**
5 **des actifs, la poursuite de celles en croissance de la demande, ainsi que pour**
6 **l'installation des compteurs difficiles d'accès. Les 40 ETC supplémentaires**
7 **sont liés aux fonctions de support et participent, entre autres, aux efforts**

1 **déployés par le Distributeur pour le traitement des compteurs difficiles**
2 **d'accès.**

13.2 Est-ce que les 102 ETC reclassés dans les activités de base suivant la fin du déploiement du projet LAD quitteront éventuellement le Distributeur? Veuillez expliquer.

Réponse :

3 **Comme mentionné à la réponse 13.1, une portion des 102 ETC est nécessaire**
4 **pour le traitement et l'installation des compteurs difficiles d'accès. Une fois**
5 **ces compteurs installés, le Distributeur estime qu'environ la moitié de ces**
6 **employés quitteront le Distributeur.**

13.3 Veuillez confirmer que lorsque les 62 ETC seront relocalisés, il y aura une baisse équivalente de 62 ETC des effectifs du Distributeur. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

7 **Afin d'éviter toute confusion, le Distributeur précise que les 62 ETC à**
8 **relocaliser (références (i) et (iv)) ne sont pas les mêmes que les 62 ETC**
9 **mentionnés à la question 13.1 (référence (ii)). En effet, les ETC à relocaliser**
10 **sont en lien avec les gains d'efficience du projet LAD et représentent**
11 **principalement des employés liés à l'abolition des routes de relève.**

12 **Le Distributeur confirme donc qu'il y aura une baisse de l'effectif du**
13 **Distributeur équivalente à 62 ETC lorsque ceux-ci seront relocalisés.**

13.4 Veuillez justifier les 129 ETC reliés au projet LAD, phases 2 et 3 pour l'année témoin 2017 suivant la fin du déploiement du projet LAD en 2016.

Réponse :

14 **Des 129 ETC reliés au projet LAD pour l'année témoin 2017, 62 ETC seront à**
15 **relocaliser alors que les autres sont affectés à des activités reliées à l'option**
16 **de retrait (45 ETC) et au centre d'exploitation de mesurage (22 ETC).**

13.5 À la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016, veuillez présenter le statut des ETC associés au projet LAD, en 2017 et depuis le début du projet, en ce qui a trait :

- Aux employés associés au projet LAD;
- Aux employés qui ont quitté le Distributeur;
- Aux employés à relocaliser;
- Aux employés transférés aux activités de base;
- Autres.

Veillez expliquer de façon détaillée.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-13.5-A présente l'évolution des ETC sur la période de**
2 **2013 à 2017 en lien avec l'élément spécifique du projet LAD.**

**TABLEAU R-13.5-A :
ÉVOLUTION DES ETC LIÉS AU PROJET LAD**

	Année historique			Année de base 2016	Année témoin 2017
	2013	2014	2015		
Projet LAD (Centre d'exploitation de mesurage en 2017)	184	262	405	259	22
Option de retrait	-	-	30	45	45
En relocalisation	-	-	48	81	62
Total	184	262	483	385	129

- 3 **Le tableau R-13.5-B présente le statut des ETC sur la période de 2013 à 2017**
4 **en lien avec le projet LAD.**

**TABLEAU R-13.5-B :
STATUT DES ETC LIÉS AU PROJET LAD**

	Année historique			Année de base 2016	témoin 2017
	2013	2014	2015		
Quittés le Distributeur	-	-	-	(146)	(135)
Retour aux activités de base	-	-	-	-	(102)
Relocalisés ou départs à la retraite	-	-	-	-	(19)
Total	-	-	-	(146)	(256)

14. Référence : Pièce [B-0072](#), p. 56, tableau R-22.1.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-22.1, les variations des ETC.

«

**TABLEAU R-22.1 :
VARIATIONS DES ETC**

VARIATIONS	Année témoin 2017 vs D-2016-033 (ajustée)		Année témoin 2017 vs réel 2015	
	ETC	M\$	ETC	M\$
Éléments spécifiques	- 232	- 18,9	- 354	- 24,0
Lecture à distance - Phases 2 et 3	- 232	- 18,9	- 354	- 24,0
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	- 12	- 0,6	+ 3	+ 0,3
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	- 7	- 0,1	+ 10	+ 1,1
Interventions en efficacité énergétique	- 5	- 0,5	- 7	- 0,5
Variation découlant des Éléments spécifiques et des Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	- 244	- 19,5	- 352	- 23,7
Activités de base				
Activités liées au réseau de distribution	- 44	- 4,9	+ 111	+ 10,8
Activités liées aux services à la clientèle	+ 47	+ 2,8	- 44	- 2,5
Autres	+ 78	+ 7,8	- 2	+ 3,2
Variation des activités de base	+ 81	+ 5,7	+ 64	+ 11,5
VARIATIONS TOTALES	- 164	- 13,8	- 287	- 12,2

»

Demandes :

14.1 Veuillez expliquer les variations des activités de base entre l'année témoin 2017 et le nombre autorisé et ajusté en 2016 (D-2016-033) :

- Activités liées au réseau de distribution (-44 ETC ou -4,9 M\$);
- Activités liées aux services à la clientèle (47 ETC ou 2,8 M\$);
- Autres (78 ETC ou 7,8 M\$).

Réponse :

1 L'augmentation de 81 ETC associés aux activités de base entre l'année
2 témoin 2017 et la décision D-2016-033 ajustée s'explique par les éléments
3 suivants :

- 4 • une baisse nette de 44 ETC découlant d'un décalage dans le
5 comblement des postes en lien avec les activités liées au réseau de
6 distribution ;
- 7 • une hausse nette de 47 ETC dans les activités liées aux services à la
8 clientèle, principalement attribuable aux efforts d'amélioration de la
9 qualité et de la performance des services à la clientèle du Distributeur ;

- 1 • une hausse de 78 ETC liée aux autres activités du Distributeur, qui
2 s'explique principalement par 102 ETC reclassés dans les activités de
3 base à la suite de la fin du projet LAD et par des gains d'efficience
4 découlant du projet LAD (29 ETC).

14.2 Veuillez expliquer les variations des activités de base entre l'année témoin 2017 et l'année historique 2015 :

- Activités liées au réseau de distribution (111 ETC ou 10,8 M\$);
- Activités liées aux services à la clientèle (-44 ETC ou -2,5 M\$);
- Autres (-2 ETC ou +3,2 M\$).

Réponse :

5 L'augmentation de 64 ETC associés aux activités de base entre l'année
6 témoin 2017 et le réel 2015 s'explique par les éléments suivants :

- 7 • une hausse de 111 ETC dans les activités liées au réseau de
8 distribution due principalement, d'une part, au retard dans le
9 renouvellement de la main-d'œuvre constaté pour les années 2012 à
10 2015 et, d'autre part, au comblement des besoins liés à l'augmentation
11 des investissements à impact main-d'œuvre ;
- 12 • une baisse nette de 44 ETC, essentiellement attribuable aux efforts
13 d'efficience déployés par le Distributeur dans les activités liées aux
14 services à la clientèle, et ce, sans affecter la performance et la qualité
15 des services à la clientèle ;
- 16 • une baisse de 2 ETC liée aux autres activités du Distributeur, qui
17 s'explique principalement par les éléments suivants :
- 18 ○ réduction de 198 ETC attribuable aux gains d'efficience
19 découlant du projet LAD ;
 - 20 ○ 102 ETC reclassés dans les activités de base à la suite de la fin
21 du projet LAD ;
 - 22 ○ 89 ETC de moins en activités de base en 2015 grâce
23 essentiellement à une gestion optimale des effectifs, laquelle
24 s'est traduite par l'utilisation temporaire d'effectifs liés aux
25 activités de base du Distributeur pour la réalisation plus rapide
26 que prévu du projet LAD. Ces effectifs étaient de retour aux
27 activités de base avant la fin de l'année 2015.

15. Références :
- (i) Pièce [B-0072](#), p. 57;
 - (ii) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-10](#), document 1, p. 4, tableau 2.

Préambule :

(i) « Les processus opérationnels du Distributeur ont évolué au cours des dernières années. Les mesures d'efficacité mises en place par le Distributeur visent l'amélioration de la performance globale des activités liées autant au réseau de distribution qu'aux services à la clientèle et aux autres. La mise en place de processus intégrés et centralisés ne permet plus de distinguer l'efficacité liée à la gestion de la main-d'œuvre opérationnelle de celle liée à l'amélioration de la performance opérationnelle. Le Distributeur propose donc d'en faire le suivi en fonction des principaux processus liés aux activités du réseau de distribution, à celles liées aux services à la clientèle et aux autres, comme présenté au tableau R-22.1.

[...]

De plus, comme mentionné en réponse à la question 22.3, le suivi des ETC se fait dorénavant en fonction des principaux processus du Distributeur. Ainsi, pour les activités de base, le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer les ETC liés à la gestion de la main d'œuvre opérationnelle de ceux liés à l'amélioration de la performance opérationnelle pour les années 2016 et 2017 ou encore de retraiter les données historiques pour les présenter par principaux processus. Pour cette raison, les activités de base sont présentées sans aucune distinction ».

[nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2 les explications des écarts entre le nombre d'ETC de l'année 2015 et l'année 2014, et entre l'année 2015 et le nombre reconnu en 2015. Il présente également les écarts liés à l'amélioration de la performance.

«

TABLEAU 2 :
EXPLICATIONS DES ÉCARTS RÉEL 2015 / RÉEL 2014 ET D-2015-018 AJUSTÉE

	Écart Réel 2015		
	vs Réel 2014	vs D-2015-018 ajustée	
	ETC	ETC	M\$
Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques »	216	56	4,2
<i>Automatisation du réseau</i>	(5)	-	-
<i>Lecture à distance - Phase 1</i>	(124)	-	-
<i>Lecture à distance - Phase 2 et 3</i>	345	56	4,2
Variation des effectifs découlant des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »	(2)	12	0,3
<i>Stratégie pour la clientèle à faible revenu</i>	6	22	1,3
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>	(6)	(8)	(0,8)
<i>Inspection et retraitement des poteaux de bois</i>	(2)	(2)	(0,2)
Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance	(309)	(211)	(16,1)
<i>Gestion de la main d'œuvre opérationnelle</i>	121	(110)	(9,1)
<i>Amélioration de la performance opérationnelle</i>	(430)	(101)	(7,0)
<i>Projet LAD - Actions structurantes</i>	(189)	(79)	(5,2)
<i>Autres</i>	(241)	(22)	(1,8)
TOTAL	(95)	(143)	(11,6)

»

Demande :

15.1 Veuillez indiquer si le Distributeur peut distinguer les efficacités provenant des activités du réseau de distribution, celles liées aux services à la clientèle et aux autres. Si oui, veuillez quantifier pour les années 2016 et 2017. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Compte tenu des efforts d'efficacité importants réalisés en matière d'ETC par**
 2 **le Distributeur depuis 2008, il devient de plus en plus difficile d'identifier des**
 3 **mesures d'efficacité significatives en nombre d'ETC touchés. Par**
 4 **conséquent, hormis le fait de constater une baisse des ETC liés aux services**
 5 **à la clientèle, le Distributeur ne peut fournir l'information demandée.**

- 16. Références :** (i) Pièce [B-0028](#), p. 14;
(ii) Pièce [B-0028](#), annexe C, p. 3;
(iii) Pièce [B-0063](#), p. 10.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur rappelle qu'Hydro-Québec s'efforce de maintenir une rémunération globale comparable à la médiane du marché, et ce, afin de préserver sa capacité à attirer et retenir une main-d'œuvre de qualité* ».

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1, les principaux résultats de l'étude comparative :

«

Tableau 1
Écart de la rémunération globale d'Hydro-Québec par rapport à la médiane de son marché de référence (en pourcentage)

Groupe d'employés	Salaire de base moyen	Rémunération directe ³	Rémunération globale ⁴
Cadres intermédiaires	-8 %	-5 %	-2 %
Cadres de maîtrise	0 %	7 %	9 %
Professionnels	0 %	4 %	7 %
Spécialistes*	7 %	2 %	5 %
Ingénieurs*	2 %	0 %	3 %
Technologues*	11 %	9 %	11 %
Métiers*	4 %	3 %	5 %
Bureau*	8 %	6 %	9 %
Total⁵	5 %	3 %	6 %

* Ces groupes d'employés sont syndiqués.

»

(iii) Dans sa demande de renseignements no 1, la Régie demandait au Distributeur :

« 3.2 Veuillez quantifier l'écart de 6 % sur les revenus requis de l'année témoin 2017, notamment la masse salariale du Distributeur, les charges de services partagés et les coûts capitalisés 2017. Veuillez fournir le détail des calculs globalement et par groupe d'employés.

Réponse :

[...] Le Distributeur examine présentement la faisabilité de réaliser les analyses demandées, notamment en ce qui a trait aux charges de services partagés et aux coûts capitalisés. Pour ces raisons, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée dans le délai imparti ».

Par ailleurs, la Régie estime l'écart de +6 % par rapport à la médiane du marché comme suit :

(en M\$)	Année témoin 2017	Médiane du marché Écart de+6%
Masse salariale	558,7	33,5
Charges de services partagés	538,8	32,3
Coûts capitalisés (prestation de travail)	-257,2	-15,4
Frais corporatifs	31,8	1,9
Charges totales	872,1	52,3

Sources : Pièce [B-0028](#), p. 5; pièce [B-0030](#), p. 8; pièce [B-0032](#), p. 5; et pièce [B-0023](#), p. 8.

Demandes :

16.1 La Régie réitère la question : Veuillez quantifier l'écart de 6 % sur les revenus requis de l'année témoin 2017, notamment la masse salariale du Distributeur, les charges de services partagés et les coûts capitalisés 2017. Veuillez fournir le détail des calculs globalement et par groupe d'employés.

Réponse :

1 **Le Distributeur quantifie au tableau R-16.1 l'impact de l'écart de 6 % sur les**
2 **revenus requis de l'année témoin 2017 pour les rubriques Masse salariale,**
3 **Charges de services partagés, Coûts capitalisés et Frais corporatifs.**

4 **Le Distributeur tient également à préciser certaines hypothèses utilisées pour**
5 **la quantification de l'écart :**

- 6 • **Le compte d'écarts relatif au coût de retraite n'a pas été considéré dans**
7 **l'analyse puisqu'il représente une disposition des coûts d'années**
8 **antérieures.**
- 9 • **Les montants relatifs aux charges de services partagés, aux coûts**
10 **capitalisés et aux frais corporatifs ont été établis en considérant**
11 **uniquement la masse salariale.**

TABLEAU R-16.1 :
IMPACT DE L'ÉCART DE LA RÉMUNÉRATION GLOBALE PAR RAPPORT À LA MÉDIANE
SUR LES REVENUS REQUIS DE L'ANNÉE TÉMOIN 2017 (M\$)

	Masse salariale	Charges de services partagés	Coûts capitalisés	Impact de l'écart de 6 %
Groupes d'emplois				
Cadre intermédiaires	1,0	0,9		1,9
Cadres de maîtrise	2,4	0,7	(0,9)	2,2
Professionnels	0,7	1,3		2,0
Spécialistes	4,1	5,2	(0,7)	8,6
Ingénieurs	1,9	1,0	(0,6)	2,2
Technologues	3,6	1,3	(1,6)	3,4
Métiers	13,3	1,6	(7,1)	7,8
Bureau	7,9	1,8	(1,1)	8,7
	34,9	13,8	(12,0)	36,8
Frais corporatifs ¹				1,0
TOTAL				37,8

¹ Dans les délais impartis, le Distributeur n'a pu évaluer l'impact sur les frais corporatifs par groupes d'emplois, mais globalement seulement.

1 **L'écart de 6 % de la rémunération globale par rapport à la médiane appliqué**
2 **aux rubriques comptables pertinentes et à l'ensemble des groupes d'emplois**
3 **équivalait à un écart total de 37,8 M\$ sur les revenus requis de l'année témoin**
4 **2017.**

5 **Le Distributeur tient toutefois à rappeler que selon la littérature et la pratique**
6 **des experts en rémunération, une organisation est au diapason du marché**
7 **lorsqu'elle présente un écart de plus ou moins 5 % par rapport au taux du**
8 **marché. Par conséquent, le Distributeur est d'avis que globalement, la**
9 **rémunération se situe très près du marché de référence puisque l'écart**
10 **n'excède la zone de compétitivité que de 1 %. L'impact de cet écart de 1 % sur**
11 **les revenus requis de 2017 serait de 6,3 M\$.**

16.2 Veuillez confirmer que l'écart de +6 % par rapport à la médiane du marché représente environ 50 M\$ en 2017 (référence (iii)). Sinon, veuillez quantifier.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 16.1. Le Distributeur souligne également que**
13 **l'écart entre le calcul de la Régie et celui du Distributeur résulte**
14 **essentiellement du fait que le calcul de la Régie considère que la totalité des**
15 **coûts des charges de services partagés, des coûts capitalisés et des frais**
16 **corporatifs représentent de la masse salariale, alors que ce n'est pas le cas.**

COÛTS CAPITALISÉS

17. **Références :** (i) Pièce [B-0072](#), p. 72 et 73;
(ii) Pièce [B-0032](#), p. 6, tableau 3;
(iii) Pièce [B-0081](#), p. 27, tableau R-7.7.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur explique les écarts découlant des prestations de travail liées aux activités de base, comme suit :

« *Écarts entre l'année témoin 2017 et la décision D-2016-033 ajustée :*

Les prestations de travail liées aux activités de base s'établissent à 253 M\$ pour l'année témoin 2017, soit 18,4 M\$ de plus par rapport au montant reconnu en 2016 et redressé des ajustements organisationnels. Cet écart est principalement attribuable, d'une part, à un comblement de postes et à un accroissement prévu de la force de travail de 39 ETC pour les métiers-lignes compte tenu des besoins du réseau et, d'autre part, au retour dans les activités de base de 62 ETC à la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016. [...]

Variations entre l'année témoin 2017 et l'année historique 2015 :

Les prestations de travail liées aux activités de base pour l'année témoin 2017 sont en hausse de 23,6 M\$ par rapport à l'année historique 2015. Cette hausse est principalement attribuable à un accroissement de la force de travail de 88 ETC pour les métiers-lignes, compte tenu des besoins du réseau. [...] ». [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 3, la capacité de réalisation des métiers-lignes :

«

TABLEAU 3 :
CAPACITÉ DE RÉALISATION – MÉTIERS-LIGNES

Capacité de réalisation des métiers-lignes	Année historique 2015	2016		Année témoin 2017
		D-2016-033	Année de base	
Capacité totale	2 136 367	2 086 985	2 198 312	2 196 684
Heures aux investissements	1 204 460	1 130 257	1 190 351	1 218 121
Heures aux charges	931 907	956 728	1 007 961	978 563
ETC	1 352	1 401	1 410	1 440

»

(iii) En réponse à une demande de renseignements de la FCEI, le Distributeur présente au tableau R-7.7, les départs et les nouvelles embauches des métiers lignes de 2012 à 2017.

«

TABLEAU R-7.7 :
DÉPARTS ET NOUVELLES EMBAUCHES DES MÉTIERS-LIGNES 2012-2017

	Années historiques				Année de base 2016	Année témoin 2017
	2012	2013	2014	2015		
Départs	142	209	222	116	120	100
Nouvelles embauches (équipes-relèves)	106	125	214	209	180	175

»

Les départs de 2012 à 2017 totalisent 909. Quant aux nouvelles embauches (équipes-relèves), elles totalisent 1 009.

Demandes :

17.1 Veuillez indiquer et expliquer les besoins du réseau qui nécessitent un accroissement prévu de la force de travail des métiers-lignes de 39 ETC en 2017 par rapport au nombre autorisé en 2016 et de 88 ETC en 2017 par rapport à l'année historique 2015 (référence (i)).

Réponse :

1 **La hausse de la force de travail des métiers-lignes en 2017 par rapport à celle**
 2 **reconnue ou réelle 2015 s'explique, d'une part, par la nécessité de combler le**
 3 **retard dans le renouvellement de la main-d'œuvre constaté pour les années**
 4 **2012 à 2015 et, d'autre part, par le comblement des besoins liés à**
 5 **l'augmentation des investissements à impact main-d'œuvre.**

17.2 Veuillez expliquer la nature des activités de base reliées aux 62 ETC à la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 13.1.**

17.3 Veuillez expliquer la hausse des heures capitalisées aux investissements en 2017, associées aux métiers-lignes, par rapport au nombre autorisé en 2016 et par rapport à l'année historique 2015 (référence (ii)).

Réponse :

7 **La hausse des heures imputées aux investissements en 2017 par rapport à**
 8 **celles reconnues ou réelles s'explique principalement par l'effet combiné de**
 9 **l'augmentation des investissements à impact main-d'œuvre et de la réduction**
 10 **des heures provenant des entrepreneurs externes.**

17.4 Veuillez expliquer les variations des heures aux charges d'exploitation en 2017, associées aux métiers-lignes, par rapport au nombre autorisé en 2016 et par rapport à l'année historique 2015 (référence (ii)).

Réponse :

1 L'augmentation des heures imputées aux charges en 2017 par rapport à celles
2 reconnues ou réelles s'explique principalement par une hausse des heures
3 liées aux activités de maintenance préventive.

17.5 Veuillez justifier la hausse de 100 (référence (iii)) entre les nouvelles embauches et les départs des métiers-lignes.

Réponse :

4 L'écart cumulatif de 100 métiers-lignes entre les embauches et les départs sur
5 la période de 2012 à 2017 s'explique essentiellement par une réduction
6 équivalente des heures provenant des entrepreneurs externes.

INVESTISSEMENTS

18. Références : (i) Pièce [B-0039](#), p.17;
(ii) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-6, doc.17](#), p. 4 et 5.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 11 :
PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ AUTORISÉS (M\$)

PROJETS	Année de base 2016	Année témoin 2017	2018	2019	2020	2021
Lecture à distance - Phases 2 et 3	74,9					
Construction de la nouvelle centrale thermique d'Akulivik	0,4					
Réaménagement de l'échangeur Dorval	-	1,0	2,9			
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	0,3					
Travaux de raccordement						
<i>Poste de Charlesbourg</i>	0,8	0,2				
<i>Poste de Limoilou</i>	3,0					
<i>Poste Charland</i>	0,8	3,2	2,0			
<i>Poste Lefrançois</i>	7,3	1,1				
<i>Poste Duchesnay</i>	3,9					
<i>Poste de Port-Daniel</i>	5,1	5,3	3,0			
<i>Poste Bélanger</i>	2,8	4,9	2,6	8,1		
<i>Poste Henri-Bourassa</i>	5,6	4,6	12,1			
<i>Poste De Lorimier</i>	3,1	4,1	8,4	3,2	2,7	4,6
<i>Poste Fleury</i>	1,7	4,4	9,4	3,8	2,0	12,3
<i>Poste d'Adamsville</i>	4,9	2,8	6,0			
<i>Poste de Saint-Jérôme</i>	15,6	10,3	10,0			
<i>Poste de Baie-Saint-Paul</i>	9,2	7,8				
<i>Poste Saint-Patrick</i>	3,6	2,8	3,3	2,2	3,5	4,9
<i>Poste de Saint-Georges</i>	6,3	6,0	8,1	3,1		
<i>Poste Saint-Jean</i>	0,6	4,6	4,0	1,9	1,4	0,9
<i>Poste Judith-Jasmin</i>	1,4	13,9	29,4	11,3		
TOTAL	151,3	77,0	101,2	33,6	9,6	22,7

»

(ii) Le projet de raccordement du poste Henri-Bourassa est donné à titre illustratif du type d'information que l'on retrouve au rapport annuel du Distributeur sur l'état d'avancement des projets de plus de 10 M\$:

«

**TABLEAU 2 :
DÉPENSES EN COURUES CUMULATIVES AU 31 DÉCEMBRE 2015 (EN K\$)**

	1 ^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2015		
	Réel ⁽¹⁾	Budget initial	Écart (réel/budget)
Ingénierie	1 552	4 186	(2 634)
Travaux civils	366	965	(599)
Travaux électriques:			
aérien	6 696	14 763	(8 067)
souterrain	569	1 223	(654)
Compensation financière	-	1 347	(1 347)
Sous-total	9 183	22 484	(13 301)
Frais d'emprunt à capitaliser	756	1 299	(543)
Contingence	-	3 370	(3 370)
Total	9 939	27 153	(17 214)

⁽¹⁾Inclut des dépenses de 102 k\$ antérieures à l'année 2011 pour des travaux d'ingénierie préliminaires.

»

Suite à ce tableau, on peut lire :

« L'écart favorable de 17 214 k\$ des dépenses cumulatives est attribuable au retard cumulé dans les travaux d'ingénierie, de préparation et de conversion. Conséquemment, à ce jour, la contingence, les frais d'emprunt à capitaliser et les premières compensations clients ont été inférieurs à ceux prévus. De plus, les travaux civils pour l'ensemble du projet ont été complétés à coûts moindres que ceux estimés initialement.

ÉCHÉANCIER DU PROJET

Comme annoncé en 2013, la fin des travaux du Distributeur est reportée en 2018 ».

Demandes :

18.1 Veuillez préciser si les montants figurant au Tableau 11 en référence (i) sont une répartition dans le temps du budget autorisé en fonction de l'échéancier mis à jour des projets ou s'il s'agit de montants correspondant à un budget révisé de chacun de ces projets en fonction des informations les plus récentes du Distributeur sur leur réalisation.

Réponse :

1 **Les montants figurant au tableau 11 correspondent, le cas échéant, à des**
 2 **prévisions budgétaires révisées de chacun de ces projets en fonction des**
 3 **informations les plus récentes relatives à leur réalisation.**

18.2 Veuillez fournir une nouvelle version du Tableau 11 en référence (i) comprenant les trois colonnes supplémentaires suivantes :

- à gauche de la colonne « Année de base 2016 » veuillez ajouter une colonne donnant le montant réel cumulatif des dépenses encourues au 31 décembre 2015 depuis le début de chacun des projets;
- à droite de la colonne « 2021 », veuillez indiquer le budget total révisé pour compléter chacun des projets; et
- dans la dernière colonne, veuillez rappeler le budget total autorisé pour chacun des projets.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-18.2 présente les informations demandées concernant les**
2 **projets supérieurs à 10 M\$ autorisés.**

**TABLEAU R-18.2 :
PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ AUTORISÉS**

PROJETS	Cumulatif au 31 déc. 2015	Année de base 2016	Année témoin 2017	2018	2019	2020	2021	2022 et plus	Budget total révisé	Budget total autorisé
Lecture à distance	757,3	74,9							832,2	835,8
Construction de la nouvelle centrale thermique d'Akulivik	39,4	0,4							39,8	49,4
Réaménagement de l'échangeur Dorval	2,7	-	1,0	2,9					6,6	6,6
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	40,0	0,3							40,3	152,4
Travaux de raccordement										
<i>Poste de Charlesbourg</i>	24,6	0,8	0,2						25,6	34,6
<i>Poste de Limoilou</i>	38,0	3,0							41,0	70,4
<i>Poste Charland</i>	6,3	0,8	3,2	2,0					12,3	15,4
<i>Poste Lefrançois</i>	12,7	7,3	1,1						21,1	28,9
<i>Poste Duchesnay</i>	4,7	3,9							8,6	13,0
<i>Poste de Port-Daniel</i>	4,8	5,1	5,3	3,0					18,2	18,0
<i>Poste Bélanger</i>	27,8	2,8	4,9	2,6	8,1				46,2	67,9
<i>Poste Henri-Bourassa</i>	9,9	5,6	4,6	12,1					32,2	33,3
<i>Poste De Lorimier</i>	1,8	3,1	4,1	8,4	3,2	2,7	4,6		27,9	27,9
<i>Poste Fleury</i>	2,2	1,7	4,4	9,4	3,8	2,0	12,3		35,8	36,5
<i>Poste d'Adamsville</i>	2,3	4,9	2,8	6,0					16,0	16,1
<i>Poste de Saint-Jérôme</i>	0,8	15,6	10,3	10,0					36,7	36,8
<i>Poste de Baie-Saint-Paul</i>	3,0	9,2	7,8						20,0	22,5
<i>Poste Saint-Patrick</i>	0,5	3,6	2,8	3,3	2,2	3,5	4,9		20,8	20,8
<i>Poste de Saint-Georges</i>	0,1	6,3	6,0	8,1	3,1				23,6	25,5
<i>Poste Saint-Jean</i>	0,1	0,6	4,6	4,0	1,9	1,4	0,9	11,1	24,6	24,6
<i>Poste Judith-Jasmin</i>	0,1	1,4	13,9	29,4	11,3				56,1	66,9
TOTAL	979,1	151,3	77,0	101,2	33,6	9,6	22,7	11,1	1 385,6	1 603,3

18.3 La Régie constate que le rapport annuel permet d'avoir de l'information sur les modifications à l'échéancier de chacun des projets d'investissement de plus de 10 M\$ et de savoir si ces projets se réalisent à l'intérieur des budgets autorisés pour chacun d'eux. Il ne donne en revanche aucune révision ou mise à jour du coût total du projet en cours. Pour les prochains rapports annuels, veuillez indiquer si le Distributeur est d'accord pour ajouter aux tableaux donnant les dépenses encourues cumulatives au 31 décembre pour chacun des projets de plus de 10 M\$, une colonne supplémentaire donnant une révision du budget total requis du projet.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur confirme être en mesure de fournir l'information demandée**
4 **dans ses prochains rapports annuels.**

Schefferville – Centrale Menihek et ligne de transport

19. Références : (i) Pièce [B-0072](#), p.85;
(ii) Pièce [B-0072](#), p.86;
(iii) Dossier R-3602-2006 Phase 1, [D-2006-123](#), p. 3;
(iv) Dossier R-3602-2006 Phase 1, [D-2006-123](#), p. 11;
(v) Dossier R-3602-2006 Phase 1, [D-2006-123](#), p. 12;

Préambule :

(i) «

**TABLEAU R-37.3 :
INVESTISSEMENTS À LA CENTRALE MENIHEK (SCHEFFERVILLE) 2006-2015 (M\$)**

Centrale de Menihek ¹	Réel										Total	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
Centrale de location-acquisition		22,7										22,7
Investissements supérieurs à 10 M\$	3,2	10,5	1,9	0,4								16,0
Réfection de la turbine du groupe 3	3,2	10,5	1,9	0,4								16,0
Investissements inférieurs à 10 M\$	-	0,2	0,6	0,9	1,0	3,6	2,0	2,7	3,8	5,4		20,2
Centrale de production	-	0,2	0,6	0,7	0,6	2,8	1,1	1,6	2,9	4,1		14,6
Système de levage à l'évacuateur de crues								0,1	0,4	0,3		0,8
Poutrelles du puits					0,1		0,2	0,8	1,6	2,1		4,8
Chariot-treuil pour poutrelles du puits												-
Remplacement des câbles de puissance et commande										0,1		0,1
Remplacement des auxiliaires de centrale									0,2			0,2
Avant-projets (projets majeurs)									0,4	0,3		0,7
Remplacement du système d'eau potable						1,1						1,1
Autres ²		0,2	0,6	0,7	0,5	1,7	0,9	0,7	0,3	1,3		6,9
Réseau de transport				0,2	0,4	0,8	0,9	1,1	0,9	1,3		5,6
Réhabilitation de transformateur de puissance								1,0				1,0
Réfection Pont Bailey				0,2		0,1	0,9					1,2
Remplacement des structures de la ligne 1 à 69 kV					0,4	0,7		0,1	0,9	1,0		2,4
Autres ²										0,3		0,3
Total	3,2	33,4	2,5	1,3	1,0	3,6	2,0	2,7	3,8	5,4		58,9

¹ Exclut les projets d'ajout de génératrices d'urgence à Schefferville.

² Projets dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

»

(ii) «

**TABLEAU R-37.4 :
INVESTISSEMENTS PRÉVUS À LA CENTRALE MENIHEK (SCHEFFERVILLE) 2016-2026 (M\$)**

Centrale de Menihek ¹	Année de base	Année témoin	Prévisionnel										Total
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
Investissements supérieurs à 10 M\$		3,5	3,6	3,6	3,7								14,4
Réfection de l'évacuateur de crues		3,5	3,6	3,6	3,7								14,4
Investissements inférieurs à 10 M\$	7,0	8,0	2,1	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,0		28,5
Centrale de production	5,5	7,3	1,2	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		18,2
Système de levage à l'évacuateur de crues	0,5	0,4	0,6	0,6	0,6								2,7
Poutrelles du puits	1,7	0,8											2,5
Chariot-treuil pour poutrelles du puits	0,3	1,0											1,3
Remplacement des câbles de puissance et commande	0,3	2,2											2,5
Remplacement des auxiliaires de centrale	0,4	2,0											2,4
Avant-projets (projets majeurs)	0,5												0,5
Autres ²	1,8	0,9	0,6			0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		6,3
Réseau de transport	1,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5		10,3
Autres ²	1,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5		10,3
Total	7,0	11,5	5,7	5,1	5,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,0		42,9

¹ Exclut les projets d'ajout de génératrices d'urgence à Schefferville.

² Projets dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

»

(iii) « Le coût unitaire estimé pour l'approvisionnement de la région de Schefferville est de l'ordre de 12 ¢/kWh. Ce coût est la somme (i) du coût de l'énergie prévu au Contrat à 3 ¢/kWh pour les 40 premiers GWh/an et de 2 ¢/kWh pour toute quantité excédentaire et (ii)

des autres coûts assumés par le Distributeur pour la réfection des équipements de production et de transport et les autres charges d'exploitations énumérés à l'article 5.01 du Contrat ». [nous soulignons]

(iv) « Quant aux coûts du Projet (4), ils sont évalués mais comportent une incertitude plus grande qu'à l'étape budgétaire normale d'un projet. Ces coûts sont échelonnés sur une longue période dans le temps et dépendront d'une inspection plus approfondie de l'état de la Centrale et du réseau de transport au Labrador. De toute façon, le Distributeur s'est engagé à revenir devant la Régie pour faire autoriser certains investissements spécifiques. Quant aux coûts d'exploitation, ils pourront être analysés en temps et lieu lors des demandes tarifaires ». [nous soulignons]

(v) « Comme mentionné plus haut, le Distributeur ne demande pas à la Régie d'autoriser des investissements à hauteur de plus de 90 M\$ sur 40 ans. Il demande d'autoriser des investissements totalisant 12,4 M\$ reliés aux travaux urgents de réparation du groupe 3 de la Centrale, à la réfection du poste de départ de la Centrale et à d'autres dépenses contingentes. La Régie a déjà autorisé provisoirement le Distributeur à procéder aux travaux urgents sans attendre la décision finale sur le Projet ».

Demandes :

19.1 Veuillez présenter les mises en service réalisées et prévues de 2006 à 2017, correspondant aux investissements des tableaux des références (i) et (ii).

Réponse :

- 1 **Le tableau R-19.1 présente les mises en service réalisées et prévues liées à la**
2 **centrale des Menihék et à son raccordement au réseau de Schefferville sur la**
3 **période 2006 à 2017.**

TABLEAU R-19.1 :
MISES EN SERVICE LIÉES À LA CENTRALE DES MENIHEK (SCHEFFERVILLE)
DE 2006 À 2017 (M\$)

Centrale de Menihek ¹	Réel										Année de base 2016	Année témoin 2017	Total
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015			
Contrat de location-acquisition		22,7											22,7
Investissements supérieurs à 10 M\$			15,6	0,4									16,0
Réfection de la turbine du groupe 3			15,6	0,4									16,0
Investissements inférieurs à 10 M\$			0,3	1,0	0,2	1,2	0,2	4,5	1,8	3,1	2,7	12,1	27,0
Centrale de production			0,3	1,0	0,2	0,8	0,2	2,6	0,8	2,0	1,2	10,8	19,9
Système de levage à l'évacuateur de crues										1,9		5,4	-
Poutrelles du pertuis												1,3	7,3
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis												1,3	1,3
Remplacement des câbles de puissance et commande												2,6	2,6
Remplacement des auxiliaires de centrale													
Avant-projets (projets majeurs)													
Remplacement du système d'eau potable								1,1					1,1
Autres ²			0,3	1,0	0,2	0,8	0,2	1,5	0,8	0,1	1,2	1,6	7,6
Réseau de transport						0,4		1,9	1,0	1,1	1,5	1,3	7,1
Réhabilitation de transformateur de puissance									1,0				1,0
Réfection Pont Bailey								1,2					1,2
Remplacement des structures de la ligne 1 à 69 kV											1,0		1,0
Autres ²						0,4		0,7		1,1	0,5	1,3	3,9
Total		22,7	15,9	1,4	0,2	1,2	0,2	4,5	1,8	3,1	2,7	12,1	65,8

¹ Exclut les projets d'ajout de génératrices d'urgence à Schefferville.

² Projets dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

19.2 Veuillez fournir une mise à jour du montant de 12 ¢/kWh en référence (iii) en précisant la façon dont il est calculé en tenant compte des données aux références (i) et (ii).

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée à ce**
 2 **moment-ci. Cette information sera fournie par dans le cadre de sa demande**
 3 **relative à la réfection de l'évacuateur de crues de la centrale, qui devrait être**
 4 **déposée pour autorisation par la Régie d'ici la fin de l'année 2016.**

19.3 En excluant le contrat de location-acquisition de 22,7 M\$, la Régie constate que le Distributeur a déjà engagé 36 M\$ sur la centrale de Menihek et la ligne de transport vers Schefferville entre 2006 et 2015, dont près de 31 M\$ pour la seule centrale. Pour les 11 prochaines années, ces montants seront respectivement de 43 M\$ et 33 M\$. Veuillez justifier les raisons pour lesquelles le Distributeur n'a présenté aucune demande d'investissement depuis le projet R-3602-2006, Phase 1.

Réponse :

5 **Comme indiqué en réponse à la question 13.1 de la demande de**
 6 **renseignements de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-16, document 5 (B-0078), les**
 7 **projets relatifs à la centrale des Menihek présentés aux tableaux mentionnés**
 8 **en préambule constituent des projets indépendants les uns des autres. Ces**

1 projets concernent principalement le remplacement de composantes de la
2 centrale et visent à assurer la pérennité des installations et la fiabilité de
3 l’approvisionnement en électricité, de même qu’à atteindre un niveau adéquat
4 de sécurité des équipements. Les projets n’étant pas reliés entre eux, la
5 priorisation, le devancement, le report ou l’abandon d’un projet n’a pas
6 d’incidence sur la réalisation des autres.

7 À l’exception du projet de réfection des vannes de l’évacuateur de crues, tous
8 les projets énumérés aux tableaux cités aux préambules (i) et (ii) font partie de
9 l’enveloppe d’investissement du Distributeur et, de l’avis du Distributeur, avec
10 égard, n’ont pas à être autorisés de façon spécifique. Le Distributeur
11 souligne que les montants liés aux projets d’investissement de plus de 1 M\$
12 en réseaux autonomes apparaissent aux preuves déposées dans le cadre des
13 dossiers R-3905-2014, R-3933-2015 et au présent dossier.

Village La Romaine

20. Référence : Pièce [B-0072](#), p. 88.

Préambule :

« Comme le Distributeur le soulignait dans sa réponse mentionnée à la référence (iii), il doit composer avec une centrale dont la durée de vie utile est atteinte et compte débiter rapidement les travaux de raccordement après avoir obtenu les autorisations nécessaires ».

Demandes :

20.1 Veuillez indiquer ce qui empêche le Distributeur de lancer immédiatement l’appel de propositions pour la conversion du réseau autonome du village de La Romaine.

Réponse :

14 La centrale de La Romaine est en fin de vie utile. Ainsi, pour faire face à des
15 enjeux de pérennité, le Distributeur compte raccorder ce village au réseau
16 intégré d’ici 2019. Le Distributeur a d’emblée opté pour cette solution, car les
17 délais pour assurer un approvisionnement fiable étaient trop courts.

18 Par ailleurs, même si ce projet a déjà été autorisé par la Régie en 2009, aucun
19 contrat n’a été attribué à la suite de l’appel d’offres, en raison des prix trop
20 élevés soumis par les entrepreneurs comparativement à ceux anticipés au
21 moment du dépôt de la demande R-3688-2009. Le Distributeur a donc effectué,
22 en 2016, une réévaluation des coûts, notamment sur le niveau des
23 investissements nécessaires pour réaliser le raccordement. Les résultats
24 montrent que la rentabilité économique de ce projet est nettement supérieure

- 1 **au statu quo. Par conséquent, une nouvelle demande d'autorisation pour un**
2 **projet de raccordement sera déposée à la Régie au cours de l'année 2017.**

20.2 Veuillez justifier de lancer l'appel de propositions pour la conversion du réseau autonome du village de La Romaine après avoir décidé de le raccorder au réseau intégré sans savoir le résultat de cet appel de propositions.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 20.1.**

COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS

21. **Référence :** Pièce [B-0042](#), p. 31, tableau B-1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau B-1, la prévision 4 mois réels et 8 mois projetés pour l'année 2016 du compte de *pass-on*.

Demande :

21.1 Veuillez déposer la prévision 9 mois réels et 3 mois projetés pour l'année 2016 du compte de *pass-on*, selon le même détail que le tableau B-1.

Réponse :

- 4 **Le Distributeur présente au tableau R-21.1 la prévision du compte de**
5 ***pass-on* 2016 sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés.**

**TABLEAU R-21.1 :
PRÉVISION DE SEPTEMBRE (9/3) DU COMPTE DE PASS-ON POUR L'ANNÉE 2016**

Catégories de consommateurs	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
	Écart volume patrimonial				Écart volume postpatrimonial				Écart prix postpatrimonial				Écart revenu				Pass-on
	GWh Base (A), (B)	GWh prévus (F)	¢/kWh	M\$	GWh Base (A)	GWh prévus (F)	¢/kWh prévu (F)	M\$	¢/kWh Base (C)	¢/kWh prévu (F)	GWh Base (A)	M\$	GWh base (D)	GWh prévus (F)	¢/kWh	M\$	M\$
Domestique																	
Tarifs D et DM	57 064	58 660	3,33	(53,1)	4 947	5 178	11,29	(26,1)	11,44	11,29	4 947	7,26	62 220	63 838	4,20	(67,9)	(3,9)
Tarif DT	2 490	2 571	2,81	(2,3)	216	227	11,41	(1,3)	11,56	11,41	216	0,32	2 715	2 798	3,78	(3,2)	(0,1)
Total	59 554	61 232		(55,4)	5 163	5 405		(27,3)			5 163	7,58	64 935	66 637		(71,1)	(4,0)
Généraux																	
Tarifs G et à forfait	8 712	8 820	3,06	(3,3)	755	778	11,35	(2,6)	11,49	11,35	755	1,11	9 499	9 598	3,99	(3,9)	(0,9)
Tarifs d'éclairage public et sentinelle	539	562	2,69	(0,6)	47	50	11,36	(0,3)	11,51	11,36	47	0,07	588	611	3,64	(0,9)	(0,0)
Tarif M	28 561	28 574	2,78	(0,4)	2 476	2 522	11,26	(5,2)	11,40	11,26	2 476	3,62	31 141	31 096	3,71	1,7	(3,6)
Tarif G9	949	884	2,86	1,9	82	78	11,32	0,5	11,47	11,32	82	0,12	1 035	962	3,81	2,8	(0,3)
Tarif LG	8 063	8 249	2,82	(5,3)	699	728	11,04	(3,2)	11,19	11,04	699	1,00	8 791	8 977	3,69	(6,9)	(0,6)
Tarif H	7	8	2,78	(0,0)	1	1	11,17	(0,0)	11,32	11,17	1	0,00	8	8	3,62	(0,0)	0,0
Total	46 831	47 096		(7,7)	4 060	4 157		(10,9)			4 060	5,93	51 063	51 253		(7,2)	(5,4)
Grands clients industriels																	
Tarif L	24 934	25 916	2,39	(23,5)	2 161	2 287	11,00	(13,9)	11,14	11,00	2 161	3,09	27 182	28 203	3,38	(34,5)	0,3
Contrats spéciaux - sans ajustement	23 683	22 382	2,39	31,1	2 053	1 976	10,98	8,5	11,12	10,98	2 053	2,93	25 799	24 357	3,09	44,5	(2,0)
Total - sans ajustement	48 616	48 297		7,6	4 214	4 263		(5,4)			4 214	6,02	52 980	52 560		9,9	(1,7)
Total incluant les contrats spéciaux	155 001	156 625	2,77	(55,5)	13 437	13 825	11,18	(43,6)	11,33	11,18	13 437	19,53	168 978	170 450	3,57	(68,4)	(11,1)
TOTAL EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX	131 319	134 243		(86,5)	11 384	11 849		(52,1)				16,60	143 179	146 093		(112,9)	(9,2)
Ajustement de l'entente globale cadre 2015				3,6				(1,3)				1,3				(0,0)	3,6
Contrats spéciaux				0,4				(0,2)				0,2				(0,0)	0,4
AJUSTEMENT DE L'ENTENTE GLOBALE CADRE 2015, EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX (E)				3,2				(1,2)				1,2				(0,0)	3,2
PASS-ON 2016 (EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX)				(83,4)				(53,3)				17,8				(112,9)	(6,0)

(A) Les volumes réels patrimoniaux et postpatrimoniaux sont répartis par catégorie de consommateurs proportionnellement aux besoins d'approvisionnement.
(B) Le volume de consommation patrimoniale est ajusté, le cas échéant, pour refléter la variation du taux de pertes réel par rapport à celui prévu.
(C) Les coûts postpatrimoniaux réels par catégorie de consommateurs ont le même signal de prix que les coûts postpatrimoniaux prévus selon la méthode horaire « colonne (10) ».
(D) Volume réel de ventes excluant les volumes d'approvisionnement provenant des interruptions et de la variation du taux de pertes indiqué à la note (B).
(E) La répartition du montant relatif à l'entente globale cadre 2015 est déterminée par le différentiel entre le compte de pass-on réel 2015 (comme déposé dans le rapport annuel à la Régie) et le compte de pass-on réel 2015 recalculé pour intégrer les données finales de l'entente globale cadre 2015.
(F) Référence R-3933-2015, HQD-20, document 4, tableaux 9A et 9B.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

22. Référence : Rapport annuel 2015, pièce [HQD-7, doc.2.](#)

Préambule :

Dans sa *Liste des interventions en efficacité énergétique*, le Distributeur présente de manière extrêmement synthétique un tableau de bord de l'ensemble de ses programmes commerciaux et d'efficacité énergétique.

Le [tableau 1](#) présente les détails de la tarification des réseaux autonomes et le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ). Or, dans le PGEÉ présenté au dossier tarifaire, la Régie ne retrouve aucune mention des PUEÉ en réseaux autonomes.

Au [tableau 2](#), la Régie note que le Distributeur ne mentionne pas la bi-énergie dans ses programmes commerciaux ou d'efficacité énergétique au Rapport annuel, y compris dans les programmes de gestion de la demande.

Demandes :

22.1 Veuillez indiquer si la non mention de la bi-énergie dans la liste des interventions au rapport annuel est un simple oubli ou s'il y a des raisons de ne pas la présenter.

Réponse :

1 **La commercialisation (sensibilisation) à la biénergie apparaît à la ligne**
2 ***Sensibilisation à la pointe hivernale et commercialisation DT* du tableau 2, à la**
3 **page 6 de la pièce mentionnée en référence. Voir également la réponse à la**
4 **question 10.5.**

22.2 Veuillez indiquer le budget prévu pour le PUEÉRA en 2017 et indiquer comment ce poste budgétaire est traité au présent dossier tarifaire.

Réponse :

5 **Les compensations versées dans le cadre du PUEÉ apparaissent au tableau 2**
6 **de la pièce HQD-8, document 6 (B-0033).**

22.3 Veuillez présenter un bilan de l'impact obtenu avec le PUEÉRA aux Iles de la Madeleine depuis sa bonification.

Réponse :

7 **Comme le mentionne le Distributeur à la section 3.4 de la pièce HQD-10,**
8 **document 1 (B-0043), à la page 16, 230 clients résidentiels ont adhéré au volet**
9 **propane du PUEÉ.**

22.4 Veuillez élaborer sur les raisons qui empêcheraient de traiter du PUEÉRA dans le cadre du PGEE en dossier tarifaire comme on en traite en rapport annuel.

Réponse :

1 **La pièce traitant des interventions en efficacité énergétique a toujours été**
2 **utilisée pour le rendre compte des investissements pour lesquels un suivi des**
3 **impacts énergétiques est réalisé (à l'exception de la promotion de la**
4 **biénergie, comme mentionné en réponse à la question 22.1).**

- 23. Références :** (i) Pièce [B-0072](#), p. 34 et 35;
(ii) Pièce [B-0072](#), p. 33;
(iii) Pièce [B-0043](#), p. 25 et 24, Tableaux A-3 et A-2;

Préambule :

- (i) « **Les écarts de prévision de la demande aux tarifs D et DM attribuables aux différents éléments de changement identifiés sont présentés au tableau R-13.3.**

TABLEAU R-13.3 :
IMPACT EN GWh DES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE CHANGEMENT

	Écarts de prévision 2015 par rapport à la référence (i)	Écarts de prévision 2016 par rapport à la référence (ii)
Déploiement accéléré des ampoules DEL	-440	-560
Baisse de la T° de consigne	-840	-1030
Consommation unitaire des nouveaux abonnements	-490	-630

[...]

Précisément, pour l'année témoin 2017, les changements de comportement possibles pourraient concerner, à titre d'exemple, le déploiement d'éclairage DEL, la diffusion du chauffage électrique (nouveaux abonnements ou marché existant), l'effritement de l'abaissement de la température de consigne ou l'évolution de la proportion des logements dans les mises en chantiers. Le Distributeur considère qu'il existe également un risque relatif aux autres usages, par exemple la transition vers l'utilisation des tablettes en remplacement des ordinateurs ».

(ii) « *L'analyse démontre que depuis 2013, la consommation unitaire d'un nouvel abonnement (environ 14 000 kWh, à conditions climatiques normales) est nettement inférieure à celle d'un abonnement existant moyen (environ 18 000 kWh) ou même à celle d'un nouvel abonnement sur la période 2008 à 2012 (environ 17 000 kWh). Deux éléments importants contribuent à ce phénomène. D'une part, la répartition des mises en chantiers*

entre les maisons et les appartements a basculé au courant des dernières années. En 2008, 48 % des nouvelles habitations résidentielles étaient de type appartement, alors que cette proportion a atteint 64 % en 2015. Cet inversement de tendance a un effet direct sur la consommation unitaire des nouveaux abonnements. D'autre part, depuis 2012, le code de construction du Québec contient de nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique des constructions résidentielles. En encourageant la réalisation d'économies d'énergies importantes, ces nouvelles normes amènent une diminution de la consommation unitaire dans la nouvelle construction ». [nous soulignons]

(iii) «

**TABLEAU A-3 :
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES (GWh ET MW AJOUTÉS)¹**

Programmes et activités du Distributeur	Cumulatif 2003-2014	2015R	Cumulatif PGEÉ 2003-2015
Marché Résidentiel			
Sensibilisation Mieux Consommer	779	44	823
Programmes spécifiques Mieux consommer	2 427	130	2 556
Offre Ménages à faible revenu	86	4	90
Sous-total marché Résidentiel	3 292	177	3 469

**TABLEAU A-2 :
BUDGETS TOTAUX (M\$)¹**

Programmes et activités du Distributeur	Cumulatif 2003-2014	2015R	Cumulatif PGEÉ 2003-2015
Marché Résidentiel			
Sensibilisation Mieux Consommer	99	2	101
Programmes spécifiques Mieux consommer	363	8	371
Offre Ménages à faible revenu	46	6	52
Sous-total marché Résidentiel	508	17	525

Demandes :

23.1 La Régie constate que depuis 2 ans seulement les consommateurs résidentiels (ceux aux tarifs D et DM) auraient généré 2 870 GWh d'économies d'énergie avec les seules mesures d'abaissement de la température de chauffage et l'achat de DEL. De plus ces économies auraient été générées sans aucun programme de promotion, de sensibilisation ou de subvention. En comparaison, la Régie constate qu'il aura fallu consacrer un budget de 525 M\$ à une panoplie de programmes du PGEÉ du Distributeur, incluant les thermostats électroniques et l'éclairage efficace, pour qu'ils arrivent à générer 3 469 GWh d'économies après 13 années d'efforts continus.

Veuillez élaborer sur les conclusions du Distributeur face à ce constat.

Réponse :

- 1 Les écarts de prévision de 2015 et 2016 ne sont pas cumulatifs. À cet effet, les
- 2 2 870 GWh mentionnés ne peuvent être interprétés comme des économies
- 3 d'énergie sur ces deux années.

1 L'abaissement de température de consigne mesuré par le sondage découle
2 d'une volonté des clients de contrôler leurs coûts d'énergie, notamment en
3 réaction aux hivers froids de 2013-2014 et 2014-2015. L'incidence de la
4 température sur la facture d'électricité et le comportement des clients face à
5 cet impact, de surcroît sur une si courte période, ne peuvent être comparés à
6 des économies d'énergie issues de programmes ou aides financières du
7 Distributeur, par exemple sur le plan de leur pérennité.

8 Pour ce qui est de l'éclairage, les gains d'efficacité plus importants que prévu
9 démontrent que l'influence des programmes du Distributeur a accéléré la
10 transition du marché vers un éclairage plus efficace.

23.2 Veuillez élaborer sur le niveau de risque relatif que représente l'usage des tablettes en remplacement des ordinateurs sur la demande d'électricité du secteur résidentiel au Québec.

Réponse :

11 À court terme, soit pour l'année témoin, seuls des changements sur les
12 grands usages (chauffage des locaux, chauffage de l'eau, éclairage et
13 climatisation) peuvent amener un écart de prévision significatif.

14 À plus long terme, le risque peut toucher aussi les autres usages, notamment
15 l'usage des appareils informatiques. Le Distributeur estime à 250 GWh l'aléa
16 en énergie dû à l'évolution possible de l'intensité énergétique attribuable aux
17 autres usages (excluant les grands usages et les gros appareils électriques).

23.3 Veuillez fournir les détails de calcul et les données sous-jacentes à l'estimation de 490 et de 630 GWh de la baisse de la consommation des nouveaux abonnements. Veuillez notamment caractériser la situation de référence considérée dans les modèles de prévision de la demande.

Réponse :

18 Aux fins d'explication de la croissance de la prévision, le Distributeur retenait
19 une référence d'environ 18 000 kWh pour évaluer l'impact des nouveaux
20 abonnements entre l'année historique et l'année témoin. L'analyse citée au
21 préambule (ii) démontre un écart de 4 000 kWh entre la consommation unitaire
22 d'un nouvel abonnement depuis 2013 et celle de la référence. Avec un total
23 d'environ 123 000 nouveaux abonnements entre 2013 et 2015, cette différence
24 entraîne un écart de prévision estimé à 490 GWh pour l'année 2015. En
25 ajoutant les 35 000 nouveaux abonnements prévus pour l'année 2016, l'écart
26 de prévision atteint 630 GWh.

23.4 Veuillez indiquer quelle part de la baisse de consommation de 490 et de 630 GWh des nouveaux abonnements est attribuable à l'efficacité énergétique accrue dans les nouvelles habitations et comment cette valeur est déterminée.

Réponse :

1 **Le Distributeur estime que la moitié des écarts de prévision dus à la baisse de**
2 **la consommation unitaire des nouveaux abonnements serait attribuable au**
3 **changement de la proportion des appartements sur le total des nouvelles**
4 **habitations entre 2008 et 2015. Le Distributeur n'est pas en mesure de**
5 **quantifier précisément ce qui serait attribuable à de l'efficacité énergétique.**

23.5 Le Distributeur indique qu'une part croissante des nouveaux abonnements résidentiels est associée à des unités dans des copropriétés ou des immeubles d'habitation.

23.5.1. Veuillez confirmer que ce type de bâtiments a une consommation pour les espaces communs faisant généralement l'objet d'un abonnement séparé et que des services énergétiques peuvent être fournis à chacune des unités résidentielles comme l'eau chaude, la climatisation ou le chauffage, par des systèmes centralisés.

Réponse :

6 **Dans les cas des copropriétés et des immeubles d'habitation, les espaces**
7 **communs pourraient faire l'objet d'un abonnement séparé. De même, les**
8 **services énergétiques pourraient être fournis par des systèmes centralisés.**

23.5.2. Veuillez indiquer comment la consommation commune des copropriétés est comptabilisée par le Distributeur dans le bilan du secteur résidentiel, notamment si elle fait l'objet d'un abonnement au tarif M par exemple, qui est généralement associé au secteur commercial.

Réponse :

9 **La consommation commune des copropriétés est classée en fonction du tarif**
10 **associé à l'abonnement. Ainsi, un espace faisant l'objet d'un abonnement au**
11 **tarif M serait classé au secteur Commercial et institutionnel.**

23.5.3. Veuillez indiquer comment la consommation commune d'électricité des copropriétés est considérée dans la comparaison de la consommation effective du secteur résidentiel d'avec la prévision de la demande de ce même secteur avant de tirer des conclusions sur les gains en efficacité énergétique dus aux nouveaux abonnements résidentiels.

Réponse :

1 L'analyse de la consommation unitaire citée au préambule (ii) s'appuie sur
2 l'ensemble des nouveaux abonnements entre 2008 et 2015, incluant la
3 consommation commune. Également, le modèle de prévision ne considère
4 pas distinctement la consommation commune puisqu'elle est intégrée à
5 l'ensemble des ventes résidentielles lorsque l'abonnement est au tarif D.

24. Références : (i) Pièce [B-0072](#), p. 34 et 35;
(ii) [Rapport d'évaluation - Éclairage efficace – 23 février 2015](#).

Préambule :

(i) «

Les écarts de prévision de la demande aux tarifs D et DM attribuables aux différents éléments de changement identifiés sont présentés au tableau R-13.3.

TABLEAU R-13.3 :
IMPACT EN GWh DES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE CHANGEMENT

	Écarts de prévision 2015 par rapport à la référence (i)	Écarts de prévision 2016 par rapport à la référence (ii)
Déploiement accéléré des ampoules DEL	-440	-560
Baisse de la T° de consigne	-840	-1030
Consommation unitaire des nouveaux abonnements	-490	-630

»

(ii) Le rapport d'évaluation déposé en février 2015 sur les résultats du programme *Produits Mieux Consommer - Éclairage résidentiel* pour l'année 2012 montre un impact brut de ce programme de 4,71 GWh de ce programme. En tenant compte d'effets de distorsion comme des taux de bénévolat pouvant dépasser 2 000 %, on arrive à des économies nettes de 28,15 GWh. En tenant compte de la contribution d'Hydro-Québec à la transformation du marché de l'éclairage, on peut ajouter 42,62 GWh d'économies en 2012. Le nombre total d'ampoules efficaces attribuables au programme est de l'ordre de 1,4 millions. Le rapport d'évaluation fournit une validation d'un ensemble d'hypothèses de programmes, comme le nombre d'heures de fonctionnement par jour ([tableau 6.3](#) page 23 du rapport), les effets croisés qui annulent les économies générées pendant toute la saison de chauffage électrique ([section 6.1.4](#) en page 24 du rapport), ou les économies unitaires de l'éclairage DEL qui se réalisent quand une lampe DEL remplace une ampoule incandescente standard mais qui sont 10 fois plus faibles dans le cas où une ampoule DEL remplace un fluo compact ([section 6.1.2](#) aux pages 21 à 23 du rapport). En page 40 du rapport d'évaluation, on peut lire :

« En additionnant les économies nettes du programme et les économies provenant de la contribution à la transformation de marché, les économies nettes totales attribuées à Hydro-Québec, soit 83,21 GWh/an, sont obtenues. »

Demande :

24.1 La Régie constate que le rapport d'évaluation déposé en février 2015 sur les programmes d'éclairage efficace en 2012 fait état d'économies totales de l'ordre de 83 GWh comme impact global de son programme qui aurait concerné 1,4 millions d'ampoules.

Veuillez concilier les données en référence (i) avec les résultats présentés en référence (ii).

Réponse :

1 **Le gain de 83 GWh mentionné à la référence (ii) est l'impact en énergie**
2 **directement attribuable au programme *Produits Mieux consommer – Éclairage***
3 ***résidentiel* et à son influence sur le marché de l'éclairage en 2012.**

4 **Par le fait même, la prévision pour les années tarifaires 2015-2016 et**
5 **2016-2017 intégrait une baisse de l'intensité énergétique de l'éclairage. Les**
6 **écarts de prévisions mentionnés à la référence (i) s'expliquent par une baisse**
7 **des ventes attribuable à l'amélioration de l'efficacité de l'éclairage plus**
8 **importante qu'anticipé, pour chacune des années 2014 à 2016.**

9 **Ce phénomène s'explique par une transformation plus rapide que prévu du**
10 **marché de l'éclairage efficace, laquelle est en partie attribuable aux**
11 **programmes du Distributeur. En effet, celle-ci a été quantifiée à hauteur de**
12 **72 GWh pour l'année 2015, ce qui ne représente qu'une partie du nombre total**
13 **d'ampoules efficaces acquises par les clients.**

14 **Voir également la réponse à la question 39.1 de la demande de**
15 **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072).**

CATVAR

- 25. Références :** (i) Rapport annuel 2014, pièce [HQD-6, doc. 15](#), p. 7;
(ii) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-6, doc. 15](#), p. 7;
(iii) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-6, doc. 15](#), Annexe A en liasse,
p. 8;
(iv) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-6, doc. 15](#), p. 6;
(v) Pièce [B-0043](#), p. 6, Tableau 1;
(vi) Pièce [B-0043](#), p. 23 et 25, Tableaux A-1 et A-3.

Préambule :

(i) Le Distributeur écrit dans son rapport annuel 2014 à propos du projet CATVAR :

« De plus, le Distributeur évaluera le potentiel résiduel existant en appliquant les critères de rentabilité (TCTR) aux postes non retenus dans le cadre du Projet ».

(ii) Le Distributeur écrit dans son rapport annuel 2015 à propos du projet CATVAR :

« Le Distributeur a développé le concept CATVAR entre les années 2005 et 2010. Issu de ce développement, le projet du même nom permettait de réaliser des économies d'énergie évaluées à 2 TWh par une amélioration de l'efficacité énergétique de son réseau. Ces gains s'additionnaient alors aux 8 TWh d'économies d'énergie générées par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et participaient à la réponse du Distributeur à la Stratégie énergétique du Québec (2006-2015). Cette dernière se terminait au 31 décembre 2015.

De plus, le bilan en énergie présenté dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 fait état des importants surplus en énergie et rien n'indique que la situation pourrait changer à court ou moyen termes.

Conséquemment, le Distributeur a entrepris une remise en question complète du projet CATVAR. Il entend revoir à la fois les justificatifs, les gains et les coûts du projet. Cette réévaluation est en cours et les conclusions pourront être présentées à la Régie dans le dossier tarifaire 2017-2018 ». [Nous soulignons]

(iii) La direction *Encadrement réseau et planification* du Distributeur confirme, dans une analyse selon deux méthodes différentes, que le projet CATVAR réalisé de 2010 à 2015, génère des économies d'énergie annuelles supérieures à 2 TWh.

(iv) Le Distributeur montre dans son bilan cumulatif 2010-2015 que le projet CATVAR a été réalisé à l'intérieur d'un budget de 40 M\$ plutôt que le budget de 152 M\$ initialement prévu.

(v) En retirant du tableau présentant les résultats anticipés du PGEÉ 2016 les sommes consacrées à la gestion de la demande en puissance, aux activités communes et aux innovations technologiques et commerciales, on peut constater que le PGEÉ 2016 requiert un budget de 82 M\$ pour un impact de 460 GWh.

(vi) En enlevant les programmes aux MFR, l'offre du PGEÉ 2017 au secteur résidentiel est de 13 M\$ pour un impact de 133 GWh. Dans le marché CI, c'est une offre de 22 M\$ pour un impact de 151 GWh et dans le marché industriel de 18 M\$ pour un impact de 135 GWh.

Demandes :

25.1 Veuillez confirmer que la durée de vie moyenne globale de l'ensemble des mesures du PGEÉ 2016 est de 10 ans. Sinon, veuillez fournir une nouvelle valeur et élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

25.2 Veuillez indiquer la durée de vie des systèmes déployés dans le projet CATVAR.

Réponse :

1 **La durée de vie des principaux équipements déployés est de 30 ans pour les**
2 **transformateurs de tension télésurveillés (TTT) et de 15 ans pour les boîtiers**
3 **de télécommande, qu'ils soient associés aux TTT ou aux batteries de**
4 **condensateurs.**

25.3 La Régie constate que le projet CATVAR a été réalisé au coût de 40 M\$ pour générer 2 000 GWh par année, soit 2,0 ¢/kWh annuel économisé et qu'il reste un potentiel réalisable à exploiter. Elle constate en référence (v) que le PGEÉ 2016 est revenu à 17,8 ¢/kWh annuel, et en référence (vi) que les programmes résidentiels, CI et industriel du PGEÉ 2017 reviennent respectivement à 9,8, 14,6 et 13,3 ¢/kWh annuel économisé.

25.3.1. Veuillez élaborer sur le ratio coût/ bénéfice exprimé en ¢/kWh annuel économisé associé à la durée de vie des mesures comme moyen d'identifier les mesures ou programmes les plus intéressants dans un portefeuille de possibilités d'intervention en efficacité énergétique.

Réponse :

5 **Les priorités du Distributeur en efficacité énergétique sont établies en**
6 **fonction de son contexte énergétique et doivent respecter certains principes**
7 **directeurs, notamment la considération de toutes les clientèles, la**
8 **transformation de marché, l'approche globale et la mise en œuvre**
9 **d'interventions dont le test du coût total en ressources et le test du participant**
10 **sont positifs. Les interventions du Distributeur sont basées sur les mesures**
11 **d'économie d'énergie identifiées dans les potentiels technico-économiques et**
12 **dont le coût unitaire sur la durée de vie des mesures, exprimé en annuité, est**
13 **inférieur au coût évité.**

25.3.2. À la lueur de ces constats, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a entrepris une remise en question complète du projet CATVAR.

Réponse :

14 **D'emblée, le Distributeur souligne que la prémisse à la question 25.3 est**
15 **erronée. En effet, la somme de 40 M\$¹ investie à ce jour dans le projet**
16 **CATVAR a permis de générer des gains annuels récurrents de l'ordre de**
17 **250 GWh, et non de 2 TWh, qui étaient les gains originaux prévus pour le**
18 **projet.**

¹ Idem, section 2.2.

1 **Comme le Distributeur l'a annoncé dans son *Rapport annuel 2015*², les**
2 **marges de tension sur lesquelles les gains étaient estimés se sont avérées**
3 **moins grandes que prévu. En effet, des contraintes sur le réseau, tant du côté**
4 **du Distributeur que celui du Transporteur, ont nécessité une révision à la**
5 **baisse des gains escomptés. La nouvelle estimation est de l'ordre de 0,8 TWh.**
6 **Le Distributeur n'a pas jugé pertinent de poursuivre davantage les analyses**
7 **sur le potentiel résiduel considérant son intention de mettre fin au projet**
8 **CATVAR.**

9 **La décision finale sera prise dans les prochains mois. Elle sera annoncée au**
10 **Rapport annuel 2016.**

25.4 La Régie ne trouve aucune mention du projet CATVAR au présent dossier tarifaire :

25.4.1. Veuillez indiquer le potentiel résiduel existant de CATVAR dont l'évaluation a été entreprise en 2014.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 25.3.2.**

25.4.2. Veuillez présenter les conclusions annoncées au rapport annuel 2015.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 25.3.2.**

25.5 Veuillez fournir un estimé du coût du kWh annuel économisé par l'exploitation du potentiel résiduel de CATVAR, et le résultat des tests économiques (TCTR, TNT, TP).

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 25.3.2.**

² *Rapport annuel 2015*, pièce HQD-6, document 15, section 4.

Remise à niveau des systèmes électromécaniques

26. **Références :**
- (i) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-7, doc.3](#), p.12;
 - (ii) Pièce [B-0043](#), p.6, Tableau 1;
 - (iii) Pièce [B-0043](#), p.23 et 25, Tableaux A-1 et A-3.

Préambule :

(i) « Ce projet pilote a été réalisé conjointement avec Gaz Métro. Les contributions respectives du Distributeur et de Gaz Métro à l'appui financier ont été calculées au prorata des économies dans chacune des sources d'énergie concernées. Pour l'ensemble des projets, la part du Distributeur a atteint 28,3 %.

Au terme de ce projet pilote, les principaux résultats sont les suivants :

- Les économies par projet ont varié entre 89 et 1 355 MWh, pour une moyenne de 25 502 MWh ;
- L'appui financier moyen est de 7 404 \$, et seuls quelques projets ont reçu une aide supérieure à 10 000 \$;
- Le coût moyen s'établit à 1,48 ¢/kWh;
- La PRR moyenne pour les clients est de 1,8 année, en incluant toutes les économies réalisées (gaz et électricité).

Le Distributeur ayant fait le choix depuis plusieurs années déjà d'adopter une approche intégrée pour les bâtiments CI, il n'envisage pas a priori d'offrir un programme spécifique pour la remise à niveau des systèmes électromécaniques. Par contre, le Distributeur analyse actuellement l'opportunité d'inclure ce type d'intervention dans le cadre de son programme Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments – OIEÉB ». [nous soulignons]

(ii) En retirant du tableau présentant les résultats anticipés du PGEÉ 2016 les sommes consacrées à la gestion de la demande en puissance, aux activités communes et aux innovations technologiques et commerciales, on peut constater que le PGEÉ 2016 requiert un budget de 82 M\$ pour un impact de 460 GWh.

(iii) En enlevant les programmes aux MFR, l'offre du PGEÉ 2017 au secteur résidentiel est de 13 M\$ pour un impact de 133 GWh. Dans le marché CI, c'est une offre de 22 M\$ pour un impact de 151 GWh et dans le marché industriel de 18 M\$ pour un impact de 135 GWh.

Demandes :

- 26.1 Veuillez préciser la notion de prorata des économies générées pour chacune des sources d'énergie ayant permis d'en arriver à une contribution financière du Distributeur de 28,3 % des coûts du projet-pilote. Veuillez notamment préciser :
- *s'il est établi en fonction de la valeur financière des économies de chacune des sources, et si c'est le cas préciser si cette valeur a été déterminée à partir des tarifs ou des coûts évités, ou alors*
 - *s'il est basé uniquement sur la quantité d'énergie équivalente entre les m3 de gaz naturel et les kWh économisés, et si c'est le cas, préciser comment le facteur d'équivalence a été déterminé.*

Réponse :

1 **Le Distributeur souligne que la moyenne des économies par projet citée au**
2 ***Rapport annuel 2015* du Distributeur est de 502 MWh et non 25 502 MWh**
3 **comme indiqué en préambule.**

4 **Le prorata des économies générées pour chacune des sources d'énergie est**
5 **basé sur la quantité d'énergie équivalente entre les volumes de gaz naturel**
6 **(m³) et les économies d'énergie électrique (kWh) économisés. Le facteur**
7 **d'équivalence utilisé était de 10,52 kWh/m³.**

26.2 Veuillez expliquer comment et à quel moment la contribution financière des deux distributeurs est déterminée, globalement en début ou en fin de programme, ou par projet en fonction de quels critères avant ou après un audit énergétique préliminaire, par exemple.

Réponse :

8 **La contribution financière des deux distributeurs pour chaque projet était**
9 **estimée en amont, à la réception du rapport d'investigation, de même qu'à la**
10 **réception du rapport final du projet. La compensation ne vise que les coûts de**
11 **la démarche de remise à niveau. Aucune aide financière n'est accordée pour**
12 **les économies d'énergie.**

26.3 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients d'établir le prorata des contributions des distributeurs au projet de remise à niveau en fonction des valeurs respectives des factures annuelles pour les différentes formes d'énergie avant le projet plutôt que sur les économies de chacune des formes d'énergie après le projet.

Réponse :

13 **La méthode choisie pour établir leurs contributions respectives faisait**
14 **consensus entre les deux distributeurs. Elle était également conforme à celle**
15 **utilisée dans le cadre des programmes d'économie d'énergie pour le marché**
16 **Affaires du Distributeur. Le Distributeur doit par ailleurs s'assurer que sa**
17 **contribution respecte les critères de rentabilité reconnus pour ses**
18 **interventions en efficacité énergétique.**

26.4 Veuillez préciser si la valeur de 1,48 ¢/kWh est obtenue pour le cumulatif de tous les kWh économisés pendant la durée de vie de la mesure ou par kWh annuel économisé sur la durée de vie de la mesure. Veuillez également fournir les intrants et la formule de calcul permettant d'arriver à ce coût moyen de la mesure.

Réponse :

19 **La valeur de 1,48 ¢/kWh a été établie sur les économies d'énergie annuelles.**

1 **Le coût moyen correspond à la somme des aides financières (118 k\$) divisée**
2 **par celle des économies annuelles de tous les projets (8 GWh).**

26.5 Veuillez fournir le TCTR, le TP et le TNT du projet-pilote réalisé de remise à niveau des systèmes électromécaniques puis élaborer les valeurs relatives de ces 3 tests par rapport aux résultats prévus pour le PGEÉ 2017.

Réponse :

3 **Selon les hypothèses émises en 2010 concernant les gains énergétiques et**
4 **les investissements requis, le TCTR était 6 M\$. Le projet pilote visait à**
5 **confirmer les gains énergétiques moyens par projet. Toutefois, en raison de la**
6 **décision du Distributeur d'adopter une approche intégrée pour les**
7 **bâtiments CI et de ne pas envisager d'offrir un programme spécifique pour la**
8 **remise à niveau des systèmes électromécaniques, il n'a pas été jugé pertinent**
9 **de poursuivre l'analyse.**

26.6 La Régie constate en référence (ii) que le PGEÉ 2016 est revenu à 17,8 ¢/kWh annuel, et en référence (iii) que les programmes résidentiels, CI et industriel du PGEÉ 2017 reviennent respectivement à 9,8, 14,6 et 13,3 ¢/kWh annuel économisé.

En prenant en considération les durées de vie respectives des mesures du PGEÉ et le besoin d'assurer la pérennité des bénéfices d'une remise à niveau des systèmes électromécaniques veuillez élaborer sur le coût moyen de cette remise à niveau (1,48 ¢ par kWh) et sur celui du PGEÉ 2017, puis justifier de pas envisager d'offrir un programme spécifique à cette mesure.

Réponse :

10 **En raison de la complexité de la démarche de remise à niveau des systèmes**
11 **électromécaniques, le Distributeur n'envisage pas offrir un programme**
12 **spécifique à cette mesure. Voir également la réponse à la question 25.3.1.**

Gestion de la demande de puissance à la pointe

27. Référence : [Pièce B-0043](#), pp. 18 et 35.

Préambule :

«

TABLEAU 7 :
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (M\$ ACTUALISÉS DE 2017)

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	3	0	3
Charges interruptibles résidentielles	6	13	-7
Charges interruptibles - Bâtiments CI	54	25	29
Sensibilisation et binéergie DT	-1	0	-1
TOTAL - Interventions du Distributeur	62	38	24

Les analyses économiques ont été réalisées en prenant en compte l'indicateur de coût évité en puissance de long terme (108 \$/kW-an [\$ 2016]). À cet effet, voir la section 1.1.2 de la pièce HQD-4, document 4.

Les résultats détaillés sont présentés aux tableaux C-1, C-2 et C-3 de l'annexe C.

»

«

TABLEAU C-3 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
(\$/kW-HIVER ACTUALISÉS DE 2017)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$2017)

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	108	0	108
Charges interruptibles résidentielles	34	70	-36
Charges interruptibles - Bâtiments CI	173	81	92
TOTAL - Interventions du Distributeur	118	73	45

»

Demandes :

27.1 Veuillez fournir les tableaux 7 et C-3 pour un indicateur de coût évité de 54 \$/kW-an.

Réponse :

1

Les tableaux R-27.1-A et R-27.1-B présentent l'information demandée.

TABLEAU R-27.1-A :
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (M\$ ACTUALISÉS DE 2017)
AVEC UN COÛT DE LA PUISSANCE DE 54 \$/kW-AN

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	2	0	2
Charges interruptibles résidentielles	-4	13	-17
Charges interruptibles - Bâtiments CI	44	25	19
Sensibilisation et biénergie DT	-1	0	-1
TOTAL - Interventions du Distributeur	42	38	3

TABLEAU R-27.1-B :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
(\$/kW-HIVER ACTUALISÉS DE 2017)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$2017)
AVEC UN COÛT DE LA PUISSANCE DE 54 \$/kW-AN

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	93	0	93
Charges interruptibles résidentielles	-19	70	-89
Charges interruptibles - Bâtiments CI	141	81	59
TOTAL - Interventions du Distributeur	79	73	6

27.2 Veuillez fournir les mêmes tableaux de la question précédente pour une durée de vie des chauffe-eau et des mesures d'interruption, uniforme de 10 ans.

Réponse :

1 Les tableaux R-27.2-A et R-27.2-B présentent l'information demandée.

TABLEAU R-27.2-A :
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (M\$ ACTUALISÉS DE 2017)
AVEC UNE DURÉE DE VIE DE 10 ANS

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	2	0	2
Charges interruptibles résidentielles	72	13	59
Charges interruptibles - Bâtiments CI	101	25	76
Sensibilisation et biénergie DT	-1	0	-1
TOTAL - Interventions du Distributeur	174	38	136

TABLEAU R-27.2-B :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
(\$/kW-HIVER ACTUALISÉS DE 2017)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$2017)
AVEC UNE DURÉE DE VIE DE 10 ANS

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	97	0	97
Charges interruptibles résidentielles	129	23	105
Charges interruptibles - Bâtiments CI	174	44	131
TOTAL - Interventions du Distributeur	150	33	117

27.3 Veuillez préciser le calcul permettant d'obtenir le résultat des tests économiques en \$/kW-hiver actualisés de 2017 présentés au tableau C-3 à partir de ceux du Tableau 7.

Réponse :

1 Les résultats des tests économiques exprimés en \$/kW-hiver actualisés du
2 tableau C-3 résultent de la division des résultats du tableau 7 (M\$ actualisés
3 de 2017) par les flux actualisés des MW implantés, soit :

4
$$\text{M\$ actualisés de 2017} / \text{MW actualisés} = \text{\$/kW-hiver actualisés de 2017}$$

5 À titre d'information, les MW actualisés apparaissent au tableau R-27.3.

**TABLEAU R-27.3 :
FLUX ACTUALISÉS DES MW IMPLANTÉS**

Programmes	MW actualisés
Chauffe-eau à trois éléments	26
Charges interruptibles résidentielles	188
Charges interruptibles – Bâtiments CI	312

28. Référence : Pièce [B-0072](#), p.100.

Préambule :

« Le projet pilote permettra d'évaluer, à l'aide de données de consommation fournies par les compteurs communicants, l'effacement unitaire des systèmes biénergie durant la période d'interruption. Il est entendu que l'effacement observé à ces températures sera le même que celui observé pour les systèmes biénergie conventionnels actuels ».

Demandes :

28.1 Veuillez confirmer que l'effacement unitaire des systèmes biénergie conventionnels actuels observé à l'aide de données de consommation fournies par les compteurs communicants permet de mesurer l'effacement de la bi-énergie à la température seuil de -12 ou -15°C uniquement.

Réponse :

1 **Les données de consommation fournies par les compteurs communicants**
2 **pourraient permettre d'évaluer l'effacement des clients biénergie (ayant un**
3 **système de chauffage avec résistance électrique) à la température seuil**
4 **de -12°C ou -15°C, de même qu'à des températures plus froides.**

5 **Toutefois, le Distributeur rappelle que l'effacement associé au parc biénergie**
6 **résidentielle est estimé selon la méthode qui a été décrite au dossier**
7 **R-3864-2013³. Comme il s'agit d'un effacement à la pointe, celui-ci survient à**
8 **une température inférieure à -20 °C.**

28.2 Veuillez expliquer comment est évalué l'effacement des systèmes bi-énergie durant les périodes de pointe critiques, c'est à dire à des températures typiquement en-dessous de -20°C.

³ Voir la réponse à la question 19.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1 (B-0026) du dossier R-3864-2013.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 28.1.**

28.3 Veuillez confirmer que dans le projet-pilote sur la télécommande de la bi-énergie qui pourra se faire à des températures inférieures aux seuils habituels de -12 ou -15°C, le Distributeur en profitera pour valider son modèle d'estimation de l'effacement unitaire des systèmes bi-énergie à la pointe critique ou procédera directement à des mesures permettant une mise à jour de l'effacement unitaire des systèmes bi-énergie.

Réponse :

2 **Bien qu'il permettra d'évaluer l'effacement des clients biénergie participants,**
3 **le projet pilote ne vise pas à valider le modèle existant d'estimation de**
4 **l'effacement des systèmes biénergie.**

Chauffe-eau interruptibles et chauffe-eau à 3 éléments

29. Référence : Pièce [B-0072](#), p. 95.

Préambule :

« Le Distributeur ne prévoit pas encourager les clients à faire l'achat d'un chauffe-eau surdimensionné en regard de leurs besoins. Selon le Distributeur, ceci entraînerait une surconsommation d'énergie par rapport aux besoins en eau chaude des clients ».

Demandes :

29.1 Veuillez quantifier la surconsommation d'un chauffe-eau de 270 L (60 gallons) à isolation supérieure par rapport à un chauffe-eau de 180 L (40 gallons) standard.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 31.3.**

29.2 Veuillez quantifier le potentiel et la garantie d'effacement à la pointe d'un chauffe-eau interruptible dont la capacité a été augmentée de 180 à 270 L, pour des clients pouvant normalement se satisfaire d'un 180 L standard sans interruption, puis élaborer sur la valeur de ces gains pour le Distributeur par rapport aux pertes d'énergie mentionnées dans la question précédente.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 31.3.**

30. Références :
- (i) Pièce [B-0085](#), p. 8;
 - (ii) [Rapport du LTE](#), p. xi;
 - (iii) [D-2016-033](#), p. 183-184;
 - (iv) Pièce [B-0043](#), p.24.

Préambule :

(i) « Actuellement, le Distributeur paie le surcoût de fabrication au manufacturier. Le Distributeur analyse la possibilité d'offrir un soutien promotionnel et financier aux entrepreneurs membres de la Corporation des maîtres mécaniciens en tuyauterie du Québec (CMMTQ) pour l'installation des chauffe-eau à trois éléments. La stratégie du Distributeur d'agir à la fois sur la demande et sur l'offre devrait contribuer à augmenter le taux de pénétration de ces chauffe-eau ».

(ii) « Enfin, le surcoût de ce nouveau concept étant de l'ordre de dix (10) dollars, le chauffe-eau se rentabilise en approximativement 1 an ».

(iii) « [692] [...] Pour 2016, le Distributeur souhaite augmenter le budget annuel à 2 M\$ et prévoit un impact à la pointe de 3 MW grâce à une promotion accrue et à une subvention à l'installation.

[...]

[697] **La Régie demande au Distributeur d'organiser une séance de travail au printemps 2016 avec le personnel de la Régie afin de discuter des bénéfices réels de ce programme. Entre-temps, la Régie laisse le Distributeur juger de la pertinence de suspendre la promotion et la subvention de l'installation des CE3É** ». [nous soulignons]

(iv) Au tableau A-2, à la section *Gestion de la demande en puissance*, ligne *Chauffe-eau à 3 éléments*, le Distributeur indique un budget total anticipé 2016 de 2 M\$.

Demandes :

30.1 Veuillez indiquer quel montant a représenté la subvention au manufacturier en 2016 et quel montant est prévu pour 2017 et préciser de quel poste budgétaire proviennent ces montants.

Réponse :

1 **Le montant prévu de la subvention au manufacturier en 2016 et en 2017 est de**
2 **0,4 M\$ pour chacune des années. Ce montant est imputé aux investissements**
3 **et correspond au surcoût des chauffe-eau à trois éléments.**

30.2 Veuillez préciser si le surcoût de 10 \$ mentionné dans le rapport du LTÉ tient compte de la subvention au manufacturier. Le cas échéant, veuillez fournir le surcoût total de l'ajout du 3^e élément.

Réponse :

1 **Le surcoût de 10 \$ mentionné à la référence (ii) était un surcoût estimé au**
2 **moment de la rédaction du rapport en 2008.**

30.3 Veuillez préciser si les analyses économiques de la mesure CE3É tiennent compte de la subvention du Distributeur au manufacturier. Le cas échéant, veuillez fournir une mise à jour de ces analyses économiques.

Réponse :

3 **Les analyses économiques tiennent compte de tous les coûts. Voir aussi les**
4 **réponses aux questions 55.1 et 57.1 de la demande de renseignements n° 3 de**
5 **la Régie, à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0075) du dossier R-3933-2015.**

30.4 Veuillez préciser si la promotion et la subvention à l'installation des CE3É ont déjà démarré en 2016 ou si le Distributeur en analyse encore la possibilité.

Réponse :

6 **Le Distributeur n'a pas encore apporté les modifications à son offre**
7 **commerciale.**

30.5 Veuillez détailler les activités consacrées au CE3É en 2016 pour le budget anticipé de 2 M\$.

Réponse :

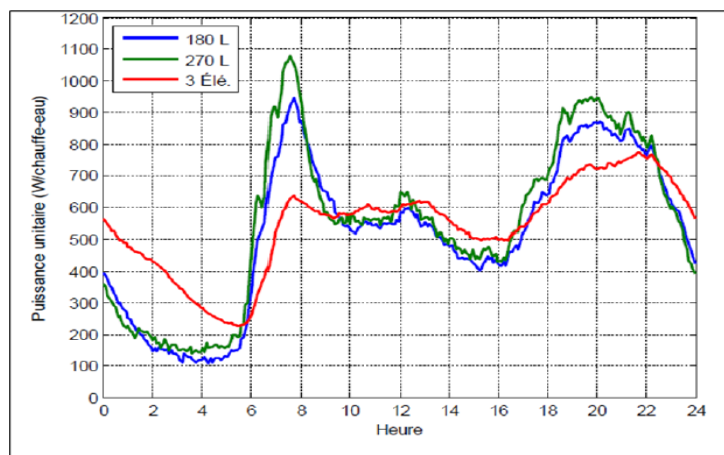
8 **Le budget de 2 M\$ prévu pour 2016 inclut le surcoût payé au fabricant et la**
9 **mise en place d'un incitatif aux installateurs. Toutefois, à la suite du sondage,**
10 **le Distributeur retarde le déploiement de cet incitatif et mise au préalable sur**
11 **l'augmentation de la notoriété des chauffe-eau à trois éléments.**

31. Référence : [Suivi D-2016-033, Clarifications du 23 juin 2016](#), p. 3.

Préambule :

«

FIGURE 1 :
SIMULATION DU CHAUFFE-EAU EN UTILISANT LES PROFILS
MESURÉS DE CONSOMMATION D'EAU (JOURS DE SEMAINE)



»

Demandes :

31.1 Veuillez confirmer que le profil de consommation utilisé pour la simulation en référence est le même pour les 3 types de chauffe-eau et égal à la moyenne des profils de consommation mesurés.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

31.2 Veuillez indiquer les puissances respectives des éléments installés dans les chauffe-eau de 180 et de 270 L simulés en référence et expliquer les raisons pour lesquelles, pour un même profil de consommation, un chauffe-eau de 270 L demande une plus grande puissance diversifiée à la pointe qu'un chauffe-eau de 180 L, quelle que soit la puissance installée des éléments chauffants. Suite à votre réponse, veuillez élaborer sur les bénéfices d'une plus grande réserve d'eau chaude sur le profil de charge d'un même consommateur.

Réponse :

2 **Les éléments installés dans un chauffe-eau de 270 L étant de 4 500 W, l'appel**
3 **de puissance diversifié d'un parc de ce type de chauffe-eau sera**
4 **nécessairement supérieur à celui d'un parc de chauffe-eau de 180 L, dont les**
5 **éléments ont une puissance de 3 000 W.**

31.3 En utilisant l'outil de simulation utilisé pour générer la figure 1 en référence, veuillez ajouter une quatrième courbe qui correspondrait au profil de charge pour la même

consommation d'eau d'un chauffe-eau de 270 L qui aurait le même élément supérieur que le chauffe-eau de 180 L mais une puissance installée de l'élément inférieur limitée à 600 W et élaborer sur la température d'eau chaude qui serait fournie pendant les soutirages.

Réponse :

1 **Le programme de chauffe-eau à trois éléments vise à accroître le taux de**
2 **pénétration de ce type de chauffe-eau, lequel procure un gain unitaire**
3 **diversifié de 0,1 kW. Le choix d'un élément inférieur de 800 Watts dans un**
4 **CE3É résulte d'une optimisation effectuée par le fabricant afin d'assurer une**
5 **performance adéquate du chauffe-eau. Avec égards, le Distributeur soumet**
6 **que la conception des chauffe-eau disponibles sur le marché n'est pas de son**
7 **ressort.**

8 **Le programme de chauffe-eau interruptibles s'appuie sur un parc de chauffe-**
9 **eau existants de 180 et 270 L. L'utilisation de ce parc de chauffe-eau présente**
10 **l'avantage de permettre au Distributeur de limiter les investissements de son**
11 **intervention au seul coût des interrupteurs. Il n'envisage donc pas le**
12 **remplacement des chauffe-eau de 180 L des clients par d'autres de 270 L.**

31.4 Veuillez indiquer la configuration des éléments chauffants et le volume du chauffe-eau correspondant à la courbe en rouge sur la figure en référence.

Réponse :

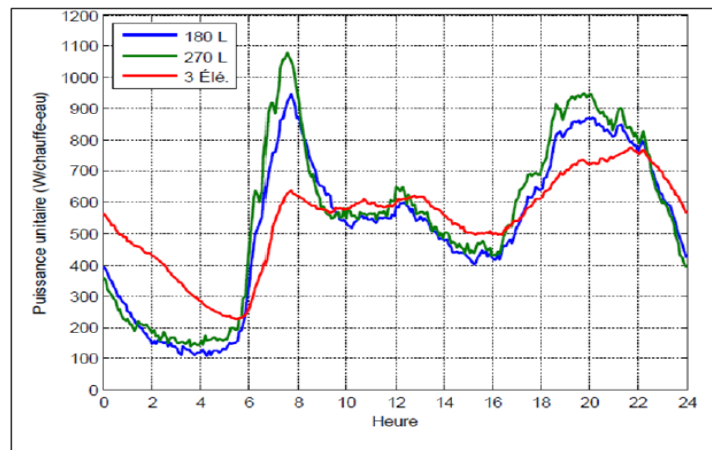
13 **La ligne rouge correspond au CE3É de 270 L, dont la configuration est**
14 **illustrée à la page vii du rapport du LTÉ.**

32. Références : (i) [Suivi D-2016-033, Clarifications du 23 juin 2016](#), p. 3;
(ii) [Rapport du LTE](#), p. 6, figure 6;
(iii) [Suivi D-2016-033, Clarifications du 23 juin 2016](#), p. 3.

Préambule :

(i) «

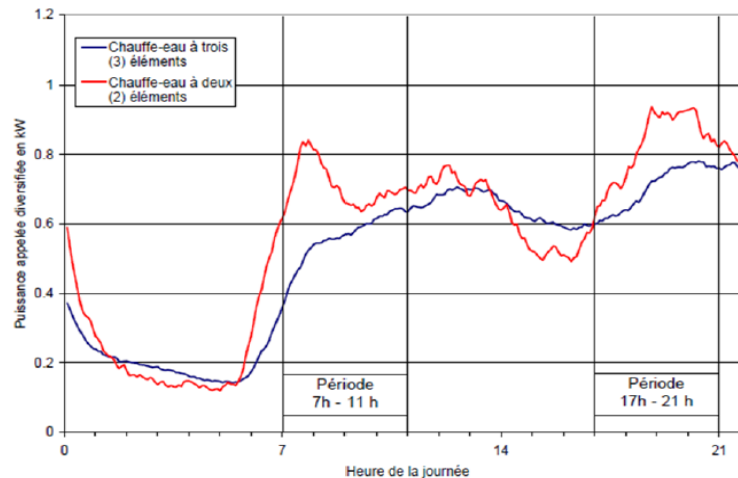
FIGURE 1 :
SIMULATION DU CHAUFFE-EAU EN UTILISANT LES PROFILS MESURÉS DE CONSOMMATION D'EAU (JOURS DE SEMAINE)



»

(ii) «

FIGURE 6 DU RAPPORT DU LTE :
PROFILS DE PUISSANCE DIVERSIFIÉS EN 2006 / 2007



»

(iii) « Le passage d'un mode à l'autre avait lieu à 22 heures. L'opération en alternance crée une zone transitoire entre les deux modes faisant en sorte qu'une partie des résultats de la journée ne peuvent être utilisés. Ceci explique d'ailleurs l'absence de données de 22 h à minuit dans l'axe des x (abscisses) de la figure 6 du Rapport du LTE.

La faible consommation d'eau la nuit permettait de stabiliser le chauffe-eau dans un mode donné à la suite de la transition.

En résumé, l'aire n'est pas identique sous les deux courbes de la figure 6 compte tenu de cette période transitoire et du fait que le graphique ne couvre pas une journée complète mais seulement 22 heures ».

Demandes :

32.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les résultats de la simulation en référence (i) pour le chauffe-eau à 3 éléments (courbe en rouge) sont très différents entre 0h00 et 6h00 de ceux observés aux mêmes heures sur le terrain, dans la courbe en bleu de la figure en référence (ii).

Réponse :

1 **Les questions 32.1 à 32.5 portent essentiellement sur l'impact de l'alternance**
2 **quotidienne du mode deux éléments au mode trois éléments, notamment à**
3 **savoir si le mode trois éléments pouvait répondre aux besoins en eau chaude,**
4 **et ce, sans l'assistance du mode deux éléments le jour précédent.**

5 **Les résultats du mesurage en mode trois éléments continu effectué au cours**
6 **de l'hiver 2007-2008 sont illustrés à la figure 18 du rapport du LTÉ mentionné**
7 **en référence (ii). Cette figure démontre que l'appel de puissance ne peut être**
8 **« la conséquence d'un contenu énergétique plus élevé du chauffe-eau et d'un**
9 **profil de température plus avantageux, le jour précédent, à la fin du mode**
10 **d'opération à 2 éléments par rapport à la fin du mode d'opération à 3**
11 **éléments », comme énoncé à la question 32.5, puisque les chauffe-eau sont**
12 **opérés uniquement en mode trois éléments continu. Le projet pilote a ainsi**
13 **permis de démontrer que les CE3É répondaient aux besoins en eau chaude**
14 **des participants.**

32.2 Le cas échéant, veuillez justifier de ne pas avoir mesuré la consommation d'électricité entre 22h et minuit. Sinon veuillez fournir ces données et élaborer sur la différence de consommation entre 22h et minuit par rapport à la différence d'aire sous les courbes rouges et bleu de la figure 6 de la référence (ii).

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 32.1.**

32.3 Veuillez expliquer ce que signifie l'expression « *La faible consommation d'eau la nuit permettait de stabiliser le chauffe-eau dans un mode donné à la suite de la transition (entre 22h et minuit) ».*

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 32.1.**

32.4 Veuillez préciser s'il y a eu une validation de l'hypothèse d'une stabilisation du profil des températures dans la hauteur du chauffe-eau à l'intérieur d'une période de 2 heures seulement, en passant du mode 2 éléments au mode 3 éléments, par exemple.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 32.1.**

32.5 Considérant que le protocole expérimental basculait d'un mode de chauffage à l'autre chaque jour à 22h00, veuillez démontrer que le profil de charge plus faible du chauffe-eau à 3 éléments par rapport à celui du chauffe-eau à 2 éléments le jour suivant la fin de la période de transition, tel qu'illustré à la figure 6 de la référence (ii), ne serait pas la conséquence d'un contenu énergétique plus élevé du chauffe-eau et d'un profil de température plus avantageux, le jour précédent, à la fin du mode d'opération à 2 éléments par rapport à la fin du mode d'opération à 3 éléments.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 32.1.**

STRATÉGIE TARIFAIRE

- 33. Références :**
- (i) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 17;
 - (ii) R-3933-2015, pièce [B-0088](#), p. 15;
 - (iii) Pièce [B-0072](#), p. 112;
 - (iv) Pièce [B-0075](#), p. 22;
 - (v) R-3933-2015, pièce [B-0071](#), Séance de travail, 12 juin 2015, p. 8.

Préambule :

(i) « Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. De plus, dans un souci de simplification de la structure du tarif D afin d'en faciliter la compréhension, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait prendre la forme d'un montant mensuel, plutôt que d'un nombre de kWh inclus dans le service. À titre illustratif, dans le scénario présenté aux pages 47 et 48 de la présentation du 30 avril 2015, une facture minimale couvrant les coûts d'abonnement s'élevait à 22,28 \$ par mois, ce qui, compte tenu de la redevance de 12,19 \$ par mois, représentait une consommation de 178 kWh par mois ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) « À titre illustratif, le Distributeur fournit le nombre de clients touchés au moins une fois dans l'année par une facture minimale comme étudiée à la référence (ii) ».

TABLEAU R-4.2 :
DISTRIBUTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D TOUCHÉE PAR L'INTRODUCTION
D'UNE FACTURE MINIMALE SELON LES HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO DE LA RÉFÉRENCE (II)

Consommation annuelle (kWh)	Tous les clients	Clients agricoles
Moins de 4 999 kWh/an	282 884	5 785
De 5 000 à 9 999 kWh/an	120 242	1 839
De 10 000 à 14 999 kWh/an	46 357	715
De 15 000 à 19 999 kWh/an	16 190	316
De 20 000 à 29 999 kWh/an	8 516	281
De 30 000 à 49 999 kWh/an	2 113	126
De 50 000 à 99 999 kWh/an	425	49
De 100 000 à 249 999 kWh/an	41	15
De 250 000 à 499 999 kWh/an	4	2
500 000 kWh/an et plus	1	-
Total	476 773	9 128

(iii) «

TABLEAU R-48.3 :
DISTRIBUTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D PAYANT UNE FACTURE MINIMALE
AU MOINS UNE FOIS DURANT L'ANNÉE SELON LA STRUCTURE CIBLE
DU TABLEAU 6 DE LA PIÈCE HQD-14, DOCUMENT 2 (B-0052).

Consommation annuelle (kWh)	Tous les clients	% des clients globalement avanta-gés	Clients résidenti-els	% des clients globalement avanta-gés	Clients agricoles	% des clients globalement avanta-gés
Moins de 5 000 kWh/an	376 993	63%	370 543	64%	6 450	34%
De 5 000 à 9 999 kWh/an	324 299	97%	321 637	97%	2 662	78%
De 10 000 à 14 999 kWh/an	147 924	94%	146 726	95%	1 198	70%
De 15 000 à 19 999 kWh/an	49 759	65%	49 207	65%	552	37%
De 20 000 à 29 999 kWh/an	24 165	-	23 782	3%	383	-
De 30 000 à 49 999 kWh/an	4 477	-	4 330	-	147	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	666	-	629	-	37	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	25	-	18	-	7	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	2	-	2	-	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	-	-	-	-	-
Total	928 310	78%	916 874	79%	11 436	47%

»

(iv) « Le montant minimal de 20 \$ par mois est inférieur au montant de 22,28 \$ de la référence (iii), mais supérieur au montant de 18,55 \$ du tableau R-16.1 en réponse à la question 16.1 ».

«

TABLEAU R-16.1 :
COÛTS D'ABONNEMENT AUX TARIFS DOMESTIQUES - 2017

Année 2017 (prévue)	Ensemble des revenus requis	
	(M\$)	(¢/jour)
Services à la clientèle	302,6	21,31
Relève des compteurs	7,7	0,54
Facturation	56,9	4,00
Encaissement	9,4	0,66
Recouvrement	123,6	8,70
Subtilisation	6,2	0,44
Réponse téléphonique	137,7	9,70
Plaintes et réclamations	9,3	0,65
Relations avec le milieu	-	-
Réseaux autonomes - Autres	1,4	0,10
Revenus (frais d'adm. & d'ouv. doss.)	(49,4)	(3,48)
Ventes et commercialisation	-	-
Mesurage	187,4	13,20
Réseau (Abonnement)	388,0	27,32
Branchement	47,9	3,37
Réseau minimum	340,1	23,95
Total (¢/jour)	878,1	61,83
Total (\$/mois)		18,55

»

(v) « Coûts d'abonnement stables au cours des dernières années

Au cours des prochaines années : Les coûts d'abonnement devraient demeurer relativement stables

- *Les coûts associés à la relève et au recouvrement devraient diminuer (maintien de certains coûts compte tenu de l'option de retrait)*
- *Toutefois, l'amortissement des compteurs de nouvelle génération ainsi que les coûts d'exploitation et d'amortissement de l'infrastructure de mesurage avancée devraient entraîner une hausse des coûts de mesurage ».*

Demandes :

33.1 Veuillez expliquer la réduction de 17 % du coût d'abonnement estimé à 18,55 \$ par mois pour 2017, tel que présenté au préambule (iv), par rapport au coût d'abonnement de 22,28 \$ présenté dans le cadre du dossier R-3933-2015, tel que souligné au préambule (i), compte tenu des commentaires du Distributeur en séance de travail, tels que présentés au préambule (v).

Réponse :

1 **Le coût par abonnement de 22,28 \$ mentionné en référence (i) est établi sur la**
 2 **base de l'année projetée 2015, pour laquelle les charges relatives à la relève**
 3 **de compteurs étaient encore importantes. À compter de l'année projetée 2017,**
 4 **on dénote une diminution substantielle du coût de la relève de compteurs qui**
 5 **se reflète dans le coût d'abonnement. Cette diminution du coût d'abonnement**
 6 **entre 2015 et 2017 n'est donc pas nécessairement représentative des années**
 7 **à venir.**

1 **Le Distributeur tient à préciser que son commentaire cité à la référence (v) est**
2 **d'ordre général. En effet, une relative stabilité sur une certaine période**
3 **n'exclut pas des variations ponctuelles d'une année à l'autre.**

33.2 Considérant que le montant de la facture minimale serait de 10 % inférieur à ce qui avait été estimé dans le cadre du dossier R-3933-2015 (20 \$ par mois plutôt que 22,28 \$), veuillez expliquer comment le nombre de clients touchés au moins une fois par année peut augmenter de 95 %, passant de 476 773, tel que présenté au préambule (ii), à 928 310, tel que présenté au préambule (iii), alors qu'il aurait dû, en théorie, diminuer.

Réponse :

4 **Le nombre plus élevé de clients touchés par la facture minimale comme**
5 **présenté au préambule (iii) par rapport au scénario présenté au préambule (ii)**
6 **s'explique par le fait que la redevance est éliminée dans le premier cas**
7 **(structure cible du tarif D présentée au tableau 6 de la pièce HQD-14,**
8 **document 2 [B-0052]), alors que la redevance était maintenue dans le second**
9 **cas.**

10 **Ainsi, comme il n'y a plus de redevance, la facture d'électricité est réduite**
11 **pour un grand nombre de clients, et ce, malgré la hausse des prix d'énergie**
12 **associée à l'élimination de la redevance. Ce faisant, il y a davantage de clients**
13 **touchés par la facture minimale puisqu'ils ont une facture d'électricité**
14 **inférieure au montant minimal de 20 \$ par mois.**

34. Référence : Pièce [B-0083](#), p. 25.

Préambule :

« 16.2 Veuillez justifier l'utilisation la proposition de « limiter la hausse du prix de la 2^e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne ».

Réponse :

Le Distributeur propose de limiter la hausse du prix de la 2^e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne parce qu'il considère qu'il s'agit d'un niveau d'impact que la Régie a reconnu comme raisonnable dans le cadre de réforme de tarifs généraux.

En effet, dans sa décision D-2009-016, la Régie a indiqué à la page 94 :

Ainsi, au terme de la période 2009-2011, près de 70 % des clients du tarif M connaîtront des hausses allant de 0 % à 5 %, tandis que 15 % de ces clients enregistreront des baisses de leurs factures pouvant aller jusqu'à 10 %. Un autre 15 % des clients subiront des hausses de 5 % à plus de 10 %. Le Distributeur souligne que ces impacts ont été calculés en incluant des hausses tarifaires annuelles de 2,2 % en 2009 et de 2,0 % en 2010 et 2011.

La Régie prend acte de la mise en œuvre du plan de réforme des tarifs généraux proposé par le Distributeur. Elle est d'avis que les éléments de cette réforme respectent les orientations et objectifs approuvés dans la décision D-2008-024. Les éléments de la réforme vont permettre d'atteindre les objectifs fixés au départ, dans un délai jugé raisonnable et sans créer d'impacts tarifaires trop importants ». [nous soulignons]

La Régie remarque que le Distributeur applique, au présent dossier, le critère de 3 % à une composante, soit au prix de la 2^e tranche d'énergie, plutôt qu'à la hausse de la facture du client comme cela semble le cas dans la citation tirée de la décision D-2009-016.

Demandes :

- 34.1 Veuillez préciser comment la décision D-2009-016 peut justifier la proposition du Distributeur de limiter la hausse du prix de la composante « 2^e tranche d'énergie » à 3 % de plus que la hausse moyenne plutôt que de limiter la hausse totale de la facture à 3 % de plus que la hausse moyenne.

Réponse :

1 **Le Distributeur a fait référence à la décision D-2009-016 pour apprécier le**
2 **caractère raisonnable d'un niveau d'impact de l'ordre de 3 % en sus de la**
3 **hausse moyenne. Ce critère s'avère d'autant plus raisonnable lorsqu'il est**
4 **appliqué à la composante la plus affectée du tarif. En effet, l'application d'une**
5 **hausse maximale de 3 % en sus de la hausse moyenne au prix de la 2^e tranche**
6 **permet de s'assurer que les impacts sur la facture d'électricité des clients qui**
7 **consomment le plus en 2^e tranche seront légèrement sous la barre du 3 % de**
8 **plus que la hausse moyenne proposée.**

9 **Outre le fait que l'application d'un critère de 3 % sur la hausse du prix de la**
10 **2^e tranche donne pratiquement les mêmes résultats que s'il était appliqué sur**
11 **la facture globale, il présente l'avantage de quantifier plus facilement l'impact**
12 **sur la clientèle la plus fortement affectée, simplifiant ainsi le processus**
13 **d'analyse des scénarios tarifaires.**

- 34.2 Afin d'alimenter la réflexion concernant une implantation par étape de la réforme tarifaire au tarif D, veuillez présenter un scénario prévoyant une hausse rapide du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie combinée à une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2^e tranche d'énergie que celui de la 1^{re} et qui respecterait le critère de limiter la hausse de la facture à 3 % de plus que la hausse moyenne. Veuillez fournir une simulation démontrant les impacts sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation. Veuillez commenter.

Réponse :

14 **Le Distributeur estime qu'avec une hausse deux fois plus élevée du prix de la**
15 **2^e tranche que de la 1^{re}, le scénario de hausse du seuil à 33 kWh par jour**
16 **(scénario A présenté en réponse à la question 50.3 de la demande de**

1 renseignements n° 2 de la Régie, pièce HQD-16, document 1.2 [B-0072]) est le
2 seul qui permettrait de limiter la hausse de la facture à 3 % de plus que la
3 hausse moyenne.

4 Toutes choses égales par ailleurs, une hausse du seuil de la 1^{re} tranche à
5 34 kWh par jour nécessiterait une hausse de 5,1 % du prix de la 2^e tranche.
6 Comme les clients dont la consommation est très fortement en 2^e tranche
7 verraient leur facture augmenter pratiquement du même ordre, il est possible
8 de conclure qu'un tel scénario ne permettrait pas de limiter l'impact sur la
9 facture à 3 % de plus que la hausse moyenne.

10 Il en est de même pour une hausse du seuil de la 1^{re} tranche à 35 kWh puisque
11 la hausse du prix de la 2^e tranche s'élèverait à 5,7 %. Néanmoins, le
12 Distributeur présente au tableau R-34.2 les impacts du scénario demandé à la
13 question 34.3, soit une hausse du seuil de la 1^{re} tranche à 35 kWh par jour
14 combinée à une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2^e tranche que de
15 la 1^{re} tranche (scénario C) en plus de ceux déjà fournis en réponse à la
16 question 50.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie. Le
17 Distributeur souligne que ce tableau remplace celui déjà fourni puisque des
18 erreurs étaient présentes dans les impacts des consommations types
19 mensuelles (les nombres en rouge ont été révisés).

20 À l'instar du scénario A, le scénario C permet d'épargner les petits
21 consommateurs, notamment les MFR. Toutefois, la hausse plus importante du
22 prix de la 2^e tranche du scénario C par rapport au scénario A provoque des
23 impacts tarifaires plus importants pour les plus grands consommateurs au
24 tarif D, notamment les exploitations agricoles.

25 Alors, à moins de hausser la redevance pour diminuer la pression sur les prix
26 d'énergie, le Distributeur est d'avis que seule une hausse uniforme des prix
27 d'énergie (scénario B) permettrait de concilier l'objectif de hausser le seuil de
28 la 1^{re} tranche à 35 kWh par jour dès le 1^{er} avril 2017 et celui de limiter l'impact
29 sur la facture à moins de 3 % de plus que la hausse moyenne. Mais avec une
30 hausse deux fois plus élevée du prix de la 2^e tranche que de la 1^{re} tranche, le
31 Distributeur réitère que seul le scénario A (hausse du seuil de la 1^{re} tranche à
32 33 kWh par jour) permettrait de limiter l'impact sur la facture à moins de 3 %
33 de plus que la hausse moyenne. Néanmoins, le Distributeur soutient qu'un tel
34 scénario ne permettrait pas de tenir compte des considérations invoquées à la
35 section 3.1.3 de la pièce HQD-14, document 2 [B-0052].

TABLEAU R-34.2 :
IMPACTS ASSOCIÉS À LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR AU 1^{ER} AVRIL 2017
ET DE TROIS SCÉNARIOS ALTERNATIFS

Tarif D - Hausse de 1,6 %	Tarif 2016	Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2017			Scénarios alternatifs au 1 ^{er} avril 2017							
		Prix	Écart	%	33 kWh/jour - Hausse 2x+2 ^e (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)		35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (C)			
					Prix	Écart	Prix	Écart	Prix	Écart		
Redevance (€/jour)	40,64	37,68	-7,3%	40,64	0,0%	40,64	0,0%	40,64	0,0%			
Seuil de la 1 ^{re} tranche (kWh)	30	32		33		35		35				
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (€/kWh)	5,71	5,92	3,7%	5,84	2,3%	5,96	4,4%	5,88	2,9%			
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (€/kWh)	8,68	9,02	3,9%	9,06	4,4%	9,07	4,5%	9,18	5,7%			
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-			
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-			
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	13,80	-	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-			
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,00	-	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-			
Impact sur la facture de la clientèle au tarif D	Consommation annuelle (kWh)	Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2017			Scénarios alternatifs au 1 ^{er} avril 2017							
		Impact	%	%	33 kWh/jour - Hausse 2x+2 ^e (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)		35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (C)			
					Impact	Impact	Impact	Impact				
Moyenne des clients D	17 306	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%			
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 784	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%			
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 416	1,6%	1,7%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%			
Minimum (5 ^e décile)	s.o.	-1,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	-0,5%	-0,5%			
Médiane (50 ^e décile)	s.o.	1,3%	1,4%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,3%	1,3%			
Maximum (95 ^e décile)	s.o.	2,7%	2,7%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%			
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité	Client à la 1 ^{re} tranche seulement	10 950	1,6%	1,8%	3,6%	2,3%						
	Logement 5 ½	11 590	0,6%	0,4%	-1,6%	1,7%						
	Résidence unifamiliale											
	111 m ² (1 195 pi ²)	20 494	1,8%	1,6%	1,6%	1,6%	3,0%					
	158 m ² (1 701 pi ²)	26 484	2,2%	2,1%	1,9%	1,9%	3,5%					
	207 m ² (2 228 pi ²)	32 054	2,4%	2,3%	2,0%	2,0%	3,8%					
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062	2,9%	3,0%	2,9%	2,9%	4,5%						
Segments de la clientèle au tarif D	Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	1,7%	1,6%	1,5%	1,7%						
	Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	0,9%	1,0%	1,4%	0,8%						
	Propriétaires non-TAE	14 982	1,3%	1,1%	1,2%	0,9%						
	Locataires	11 315	1,0%	1,2%	1,4%	1,0%						
	Clients MFR	14 153	1,4%	1,4%	1,5%	1,3%						
	Clients agricoles	30 741	2,7%	2,9%	2,9%	3,5%						
Consommations types mensuelles	625 kWh	7 500	0,9%	1,7%	3,3%	2,2%						
	750 kWh	9 000	1,2%	1,7%	3,4%	2,3%						
	1 000 kWh	12 000	-0,7%	-1,9%	-0,6%	-1,8%						
	2 000 kWh	24 000	1,8%	1,6%	1,2%	1,3%						
	3 000 kWh	36 000	2,6%	2,6%	2,3%	2,8%						
	4 000 kWh	48 000	2,9%	3,0%	2,9%	3,6%						
5 000 kWh	60 000	3,1%	3,3%	3,2%	4,0%							
Distribution des impacts d'une hausse de 1,6 % pour la clientèle au tarif D	Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2017			Scénarios alternatifs au 1 ^{er} avril 2017								
	Fréquence			33 kWh/jour - Hausse 2x+2 ^e (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)		35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (C)				
	Fréquence	Fréquence	Fréquence	Fréquence	Fréquence	Fréquence	Fréquence	Fréquence				
Mn : -2,0 %	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%				
-2,0 % ; -1,3 %	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%				
-1,3 % ; -0,7 %	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%				
-0,7 % ; 0 %	6%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%				
0 % ; 0,7 %	17%	15%	8%	8%	16%	16%	16%	16%				
0,7 % ; 1,4 %	22%	31%	23%	23%	23%	23%	23%	23%				
1,4 % ; 2,0 %	23%	30%	33%	33%	25%	25%	25%	25%				
2,0 % ; 2,7 %	20%	16%	20%	20%	16%	16%	16%	16%				
2,7 % ; Max	5%	5%	11%	11%	9%	9%	9%	9%				
Impact minimum, médian et maximum sur la facture des segments de la clientèle au tarif D (incluant les clients touchés par la facture minimale)	Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2017			Scénarios alternatifs au 1 ^{er} avril 2017								
	Minimum (5 ^e décile)	Médiane (50 ^e décile)	Maximum (95 ^e décile)	33 kWh/jour - Hausse 2x+2 ^e (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)		35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (C)				
				Minimum (5 ^e décile)	Médiane (50 ^e décile)	Maximum (95 ^e décile)	Minimum (5 ^e décile)	Médiane (50 ^e décile)	Maximum (95 ^e décile)			
Propriétaires TAE (maisons-plex)	0,7%	2,0%	2,8%	0,6%	1,8%	2,8%	0,5%	1,7%	2,7%	0,1%	1,8%	3,2%
Propriétaires TAE (multilogement)	-0,7%	0,6%	1,8%	0,1%	0,9%	1,8%	0,2%	1,5%	3,1%	-0,6%	0,7%	2,1%
Propriétaires non-TAE	-0,5%	0,9%	2,4%	-0,5%	1,0%	2,2%	-0,7%	1,3%	3,3%	-1,5%	0,9%	2,3%
Locataires	-1,5%	0,7%	2,1%	0,1%	1,0%	2,0%	0,3%	1,4%	3,1%	-0,6%	0,9%	2,2%
Clients MFR	-1,0%	1,0%	2,4%	0,1%	1,2%	2,4%	0,1%	1,5%	3,1%	-0,7%	1,1%	2,6%
Clients agricoles	-0,9%	1,9%	5,4%	0,0%	1,5%	3,9%	-0,1%	2,0%	3,8%	-0,8%	1,7%	4,8%
Impact sur la facture de la clientèle au tarif D selon le niveau de consommation	Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2017			Scénarios alternatifs au 1 ^{er} avril 2017								
	Impact			33 kWh/jour - Hausse 2x+2 ^e (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)		35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (C)				
	Impact	Impact	Impact	Impact	Impact	Impact	Impact	Impact				
[0 ; 10 000[0,2%		1,0%		1,9%		1,1%				
[10 000 ; 20 000[1,1%		1,0%		1,1%		0,6%				
[20 000 ; 30 000[2,0%		1,8%		1,6%		1,7%				
[30 000 ; 40 000[2,5%		2,5%		2,2%		2,7%				
[40 000 ; 50 000[2,8%		2,9%		2,7%		3,4%				
[50 000 ; 60 000[3,0%		3,2%		3,1%		3,8%				
[60 000 ; 70 000[3,2%		3,4%		3,3%		4,1%				
[70 000 ; 80 000[3,3%		3,5%		3,5%		4,3%				
[80 000 ; 90 000[3,4%		3,6%		3,6%		4,5%				
[90 000 ; 100 000[3,4%		3,7%		3,7%		4,6%				
[100 000 ; Max.]		3,5%		3,9%		3,9%		4,9%				

34.3 Afin d'alimenter la réflexion concernant une implantation par étape de la réforme tarifaire au tarif D, veuillez présenter un scénario prévoyant une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie pour atteindre 35 kWh par jour combiné à une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2^e tranche d'énergie que celui de la 1^{re}. Veuillez fournir une simulation démontrant les impacts sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation. Veuillez commenter.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 34.2.**

35. Références : (i) Pièce [B-0083](#), p. 28;
(ii) Pièce [B-0052](#), p. 21.

Préambule :

(i) « Veuillez confirmer qu'une augmentation du prix de la 2^{ème} tranche de 4,6 % serait conforme au principe de limiter l'augmentation de la 2^{ème} tranche à 3 % de la hausse moyenne, tel que proposé par le Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Toutefois, un tel scénario ne tiendrait pas compte des considérations évoquées à la section 3.1.3 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052), pages 21 à 23 et qui justifient la proposition au 1^{er} avril 2017 ».

(ii) « Finalement, les clients au tarif D ne devraient pas être incités à migrer au tarif G en raison de la stratégie de récupération des revenus qui est associée à la révision de la structure du tarif D. Par exemple, un client dont la puissance maximale appelée est inférieure à 50 kW et dont la consommation mensuelle s'élève à 8 700 kWh paie actuellement 8,51 ¢/kWh au tarif D et 9,85 ¢/kWh au tarif G. Toutefois, facturé à la structure cible du tarif D présentée au tableau 6, ce même client paierait 10,02 ¢/kWh. Comme les clients domestiques ont également accès, en vertu de l'article 2.4 des Tarifs, au tarif général applicable, il serait donc économiquement avantageux pour ce client de passer au tarif G uniquement pour éviter un impact tarifaire. Ce sont potentiellement tous les clients au tarif D consommant annuellement plus de 104 000 kWh qui passeraient ainsi au tarif G ».

Demandes :

35.1 Veuillez préciser quelle est la considération la plus importante à laquelle fait référence le Distributeur à la réponse du préambule (i).

Réponse :

2 **Le Distributeur soumet qu'en fait l'ensemble de ces considérations doivent**
3 **être prises en compte dans l'établissement de la stratégie de hausse des prix**
4 **d'énergie du tarif D.**

35.2 Veuillez expliquer quelles sont les conséquences du passage d'un client au tarif D vers le tarif G pour les clients qui demeurent au tarif domestique, notamment en ce qui a trait à l'interfinancement. Veuillez quantifier et illustrer d'un exemple.

Réponse :

1 **Conformément à l'exercice de segmentation de la clientèle domestique,**
2 **présenté lors de la séance de travail du 30 avril 2015, l'indice**
3 **d'interfinancement associé aux clients domestiques consommant plus de**
4 **100 000 kWh par année, avec ou sans facturation de la puissance, est**
5 **supérieur à 100. Le passage de ces clients du tarif D au tarif G aurait pour**
6 **effet de diminuer l'indice d'interfinancement global de la clientèle domestique.**

7 **Par exemple, selon les coûts et les revenus unitaires moyens présentés au**
8 **tableau R-7.3 de la réponse à la question 7.3 de la demande de**
9 **renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071) du**
10 **dossier R-3933-2014, l'indice d'interfinancement des clients domestiques**
11 **consommant plus de 100 000 kWh par année est de l'ordre de 125.**

12 **Dans l'hypothèse où la totalité de ces clients migreraient vers le tarif G,**
13 **l'indice d'interfinancement global de la clientèle domestique diminuerait**
14 **d'environ 0,6. Or, comme les clients domestiques facturés en puissance**
15 **migreraient plutôt au tarif DP et demeureraient ainsi dans la catégorie**
16 **domestique, la diminution de l'indice d'interfinancement associée à une**
17 **migration du tarif D vers le tarif G serait vraisemblablement moindre. Outre la**
18 **variation de l'indice d'interfinancement, la clientèle domestique demeurant**
19 **dans cette catégorie ne subirait aucun autre impact à la suite d'une éventuelle**
20 **migration de clients domestiques vers le tarif G.**

21 **En présentant le risque de migration de clients, le Distributeur souhaitait**
22 **simplement indiquer que l'accès aux tarifs généraux des clients domestiques**
23 **est un facteur à considérer dans l'établissement de la stratégie de hausse des**
24 **prix d'énergie du tarif D. Autrement dit, il y a une limite au signal de prix de la**
25 **2^e tranche, lequel est le prix de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif G. Au-delà de**
26 **cette limite, le signal de prix est inopérant puisque le client pourrait choisir de**
27 **migrer à un tarif plus avantageux.**

36. **Référence :** Pièce [B-0089](#), p. 8 à 11.

Préambule :

« 2.1 En ce qui concerne les 44 133 abonnements de la clientèle agricole qui restent admissibles au tarif D à la référence (i), veuillez donner, pour la même année et sous forme de tableau, le nombre d'abonnements, le nombre de gigawattheures facturés à la première

tranche et à la deuxième, pour les strates de consommation annuelle suivantes, selon le seuil actuel de la première tranche (30 kWh) :

- moins de 5 000 kWh/an;
- de 5 000 à 9 999 kWh/an;
- de 10 000 à 14 999 kWh/an;
- de 15 000 à 19 999 kWh/an;
- de 20 000 à 29 999 kWh/an;
- de 30 000 à 49 999 kWh/an;
- de 50 000 à 99 999 kWh/an;
- de 100 000 à 249 999 kWh/an;
- de 250 000 à 499 999 kWh/an;
- 500 000 kWh/an et plus.

Réponse :

Le tableau R-2.1 présente l'information demandée compte tenu de l'application du tarif D au 1^{er} avril 2016 comme présenté au tableau 2 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052) ».

«

TABLEAU R-2.1 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AGRICOLE AU TARIF D
AU 1^{ER} AVRIL 2016 (SEUIL DE LA 1^{RE} TRANCHE DE 30 KWH/JOUR) – ANNÉE 2015

Consommation annuelle (kWh)	Nombre d'abonnements	%	% cumulatif	GWh consommés	GWh facturés en 1 ^{re} tranche	GWh facturés en 2 ^e tranche	kW facturés en hiver	kW facturés en été
Moins de 5 000 kWh/an	7 687	17%	17%	14,2	13,6	0,6	-	-
De 5 000 à 9 999 kWh/an	5 733	13%	30%	43,3	37,7	5,7	-	-
De 10 000 à 14 999 kWh/an	5 801	13%	44%	72,1	53,9	18,2	-	-
De 15 000 à 19 999 kWh/an	4 907	11%	55%	85,5	49,7	35,7	-	-
De 20 000 à 29 999 kWh/an	6 691	15%	70%	163,8	70,4	93,4	-	-
De 30 000 à 49 999 kWh/an	5 577	13%	82%	212,0	60,3	151,8	-	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	4 591	10%	93%	329,3	50,1	279,2	-	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	3 120	7%	100%	429,2	34,1	395,1	-	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	26	0%	100%	7,3	0,3	7,0	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	0%	100%	-	-	-	-	-
Total	44 133	100%		1 356,7	370,0	986,7	-	-

»

« 2.3 En ce qui concerne les 44 133 abonnements de la clientèle agricole qui restent admissibles au tarif D à la référence (i), veuillez donner, pour la même année et sous forme de tableau, le nombre d'abonnements, le nombre de gigawattheures facturés à la première tranche et à la deuxième, pour les strates de consommation annuelle suivantes, selon le seuil de la première tranche prévu dans la structure cible à terme (40 kWh) :

- moins de 5 000 kWh/an;
- de 5 000 à 9 999 kWh/an;
- de 10 000 à 14 999 kWh/an;
- de 15 000 à 19 999 kWh/an;
- de 20 000 à 29 999 kWh/an;

- de 30 000 à 49 999 kWh/an;
- de 50 000 à 99 999 kWh/an;
- de 100 000 à 249 999 kWh/an;
- de 250 000 à 499 999 kWh/an;
- 500 000 kWh/an et plus.

Réponse :

Le tableau R-2.3 présente l'information demandée compte tenu de l'application de la structure cible proposée pour le tarif D comme présenté au tableau 6 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052) ».

«

TABLEAU R-2.3 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AGRICOLE AU TARIF D CIBLE PROPOSÉ
(SEUIL DE LA 1^{RE} TRANCHE DE 40 KWH/JOUR) – ANNÉE 2015

Consommation annuelle (kWh)	Nombre d'abonnements	%	% cumulatif	GWh consommés	GWh facturés en 1 ^{re} tranche ¹	GWh facturés en 2 ^e tranche	kW facturés en hiver	kW facturés en été
Moins de 5 000 kWh/an	7 687	17%	17%	14,2	7,9	6,3	-	-
De 5 000 à 9 999 kWh/an	5 733	13%	30%	43,3	37,2	6,2	-	-
De 10 000 à 14 999 kWh/an	5 801	13%	44%	72,1	61,1	11,0	-	-
De 15 000 à 19 999 kWh/an	4 907	11%	55%	85,5	62,0	23,5	-	-
De 20 000 à 29 999 kWh/an	6 691	15%	70%	163,8	90,8	73,1	-	-
De 30 000 à 49 999 kWh/an	5 577	13%	82%	212,0	79,4	132,6	-	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	4 591	10%	93%	329,3	66,7	262,5	-	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	3 120	7%	100%	429,2	45,5	383,7	-	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	26	0%	100%	7,3	0,4	6,9	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	0%	100%	-	-	-	-	-
Total	44 133	100%		1 356,7	450,8	905,9	-	-

¹ La consommation des clients touchés par la facture minimale n'est pas comptabilisée dans les GWh facturés.

»

La Régie remarque que le nombre de GWh facturés en 2^e tranche pour certaines strates de consommation au Tableau R-2.3 est plus élevé qu'au Tableau R-2.1.

Demande :

36.1 Veuillez expliquer ou indiquer s'il s'agit d'une erreur. S'il s'agit d'une erreur, veuillez corriger les tableaux où la même erreur se retrouve.

Réponse :

- 1 **Voir les réponses révisées aux questions 2.2, 2.3, 2.5 et 2.6 de la demande de renseignements de l'UPA à la pièce HQD-16, document 13.1 (B-0098).**
- 2

Suivis demandés : Véhicules électriques

37. Référence : Pièce [B-0072](#), p. 121.

Préambule :

« Veuillez décrire les actions du Distributeur afin de documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques rechargeables au domicile et au bureau.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser qu'il ne dispose pas de données de consommation pour la recharge à domicile ou chez l'employeur compte tenu du fait que cet usage n'est pas mesuré séparément des autres usages de l'abonnement des propriétaires de bornes.

Le Distributeur entend documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques en effectuant des sondages auprès de sa clientèle. De plus, il envisage analyser les données de consommation du domicile dans la mesure où il pourra identifier les propriétaires de véhicules électriques ».

Demande :

37.1 Veuillez préciser à quel moment le Distributeur entend effectuer les sondages auprès de sa clientèle et quand il pourra en communiquer les résultats.

Réponse :

1 **Compte tenu du faible nombre de propriétaires de véhicules électriques, le**
2 **Distributeur devra les sonder spécifiquement sur leurs habitudes de**
3 **consommation en matière de recharge de leur véhicule. Ainsi, il devra d'abord**
4 **identifier les propriétaires de véhicules électriques avant d'effectuer les**
5 **sondages ciblés. Conséquemment, le Distributeur ne peut se prononcer sur**
6 **une date précise tant pour les sondages que pour la communication des**
7 **résultats.**