

RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'UC

1 Croissance de la rémunération des salariés

Référence

- (i) <http://www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/490603/croissance-de-l-emploi>

Préambule

- (i) Dans une autre étude publiée mercredi matin, la Banque CIBC revient sur le pourcentage de travailleurs qui gagnent moins que le salaire moyen. En novembre 2016, la CIBC avait chiffré à 61 % la part des gens qui travaillent à bas salaire au Canada, contre 58 % en 1997.

Après analyse, la Banque estime maintenant qu'au Québec, cette situation est celle de 66 % des travailleurs, plaçant la province au premier rang par rapport aux autres.

Cependant, c'est en Colombie-Britannique que l'écart s'est le plus creusé depuis vingt ans, la proportion passant de 48 % à 60 %. En Alberta et en Saskatchewan, le pourcentage est en baisse.

La Banque CIBC estime que la hausse du pourcentage des gens travaillant à bas salaire est « symptomatique d'une détérioration de la qualité du marché du travail »

- 1.1 Veuillez indiquer si, et comment le cas échéant, le modèle de prévision de la demande d'électricité du Distributeur prend en compte la détérioration de la qualité du marché de l'emploi autrement que par la croissance de la rémunération des salariés.

Réponse :

1 **La hausse du nombre de travailleurs ayant un salaire sous le salaire moyen,**
2 **au cours des deux dernières décennies, s'explique par plusieurs**
3 **phénomènes, tels la hausse du taux d'emploi des jeunes, celui des personnes**
4 **âgées et la hausse de l'emploi à temps partiel. Néanmoins, le principal facteur**
5 **est la diminution de l'emploi manufacturier et la hausse simultanée de**
6 **l'emploi dans les services, notamment le commerce.**

7 **Le Distributeur tient compte de cette évolution en utilisant plusieurs variables**
8 **donnant un bon signal sur la situation du marché du travail. Outre la**
9 **rémunération des salariés, les modèles de prévision de la demande utilisent**
10 **des variables de l'emploi par secteurs et par industries. De plus, le modèle de**
11 **prévision économique utilise, dans diverses équations, la population par**
12 **tranches d'âge, la population active, l'emploi total, le taux d'emploi et le taux**
13 **de chômage, le revenu des travailleurs autonomes, de même que le salaire**
14 **hebdomadaire moyen.**

2 Impact du crédit Rénovert sur la demande d'électricité au résidentiel

Références

- (i) <http://www.revenuquebec.ca/fr/citoyen/credits/renovert/>
- (ii) <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2016-2017/fr/documents/PlanEconomique.pdf>
- (iii) <http://www.revenuquebec.ca/fr/citoyen/credits/renovert/liste-travaux-reconnus.aspx>

Préambule

- (i) (Extrait)
Ce crédit d'impôt remboursable est mis en place temporairement pour encourager les particuliers à réaliser des travaux de rénovation résidentielle écoresponsable reconnus qui ont une incidence positive sur le plan énergétique ou environnemental.

Il s'adresse à vous si vous faites exécuter des travaux de rénovation résidentielle écoresponsable reconnus à l'égard d'une habitation dont vous êtes propriétaire ou copropriétaire et qui est soit votre lieu principal de résidence, soit votre chalet habitable à l'année que vous occupez normalement.

- (ii)

5.3.2 Une aide fiscale qui stimule l'emploi et la croissance économique

Le crédit d'impôt remboursable RénoVert incitera des ménages à augmenter le niveau des dépenses qu'ils comptaient effectuer pour la rénovation de leur habitation ou à devancer des travaux de rénovation qu'ils prévoyaient réaliser plus tard.

Ainsi, RénoVert permettra de stimuler l'économie à court terme en favorisant la consommation et l'emploi dans un secteur d'activité où les retombées peuvent avoir des effets indirects importants dans l'ensemble des régions.

À ces égards, le crédit d'impôt permettra de soutenir environ 1,2 milliard de dollars de dépenses de rénovation résidentielle écoresponsable chez les ménages québécois, soit près de 12 000 \$ en moyenne par contribuable bénéficiaire.

□ Une aide fiscale de près de 175 millions de dollars

Le crédit d'impôt remboursable RénoVert profitera à quelque 100 000 contribuables qui bénéficieront d'une aide fiscale de près de 175 millions de dollars.

- (iii) Liste des travaux de rénovation écoresponsable reconnus

- 2.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a pris en compte, dans sa prévision de la demande d'électricité, les impacts des 1,2 milliard \$ de dépense de rénovation écoresponsable dont une partie influera sur la consommation d'électricité et, le cas échéant, chiffrer les impacts anticipés de façon détaillée.

Réponse :

- 1 **Oui, le Distributeur a intégré implicitement dans sa prévision les impacts des**
2 **rénovations écoresponsables subventionnées ainsi que du crédit d'impôt**
3 **remboursable du gouvernement, soit à travers l'évolution du taux de diffusion**
4 **des appareils de chauffage et de climatisation électriques (au détriment des**
5 **autres sources d'énergie) et par l'amélioration de l'enveloppe thermique.**

2.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé de profiter de la mise en place du crédit d'impôt remboursable du gouvernement pour favoriser l'achat d'équipement consommant de l'électricité en été.

Réponse :

- 6 **Voir la réponse à la question 2.1.**

3 Rentabilité des ventes marginales d'électricité

Références

- (i) D-2016-033
(ii) R-3980-2016, B-0190

Préambule

- (i) Avant de suspendre la stratégie de hausse différenciée entre les deux tranches d'énergie ou d'en fixer les limites, la Régie demande au Distributeur, le cas échéant, de déposer, lors d'une prochaine demande tarifaire, une analyse de la position concurrentielle de l'électricité et du gaz naturel comme source de chauffage, incluant une analyse de la rentabilité des ventes marginales d'électricité pour le marché de la chauffe résidentielle ainsi qu'une analyse de sensibilité démontrant les effets négatifs de la perte éventuelle d'une portion du marché de la chauffe résidentielle.

- (ii)
- 33 **7.1 Mise en place de la stratégie tarifaire (tarifs domestiques)**
- 34 > En suivi des orientations retenues par la Régie dans sa décision D-2015-033, le
35 Distributeur a illustré la structure cible qui démontre des impacts importants sur les
36 prix d'énergie associés principalement à l'élimination de la redevance. Ces impacts
37 sont amplifiés par une hausse plus marquée du prix de la 2^e tranche.
- 38 > Le Distributeur soumet qu'il est important de faire preuve de prudence dans
39 l'implantation des changements proposés et procéder de façon graduelle. Il est
40 important de limiter les impacts annuels, pour les clients, à des niveaux
41 raisonnables.
- 42 > Différents éléments de contexte ont amené le Distributeur à soumettre une
43 proposition alternative pour l'année 2017 pour le déploiement de la stratégie
44 tarifaire pour les tarifs domestiques, par rapport à celle déposée initialement au
45 dossier.
- 46 ▪ Surplus énergétiques plus importants et faible croissance prévue ;

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- Coûts évités et position concurrentielle face aux autres formes d'énergie ;
 - Avis sur les pratiques tarifaires (dossier R-3972-2016) ;
 - Les différentes avenues explorées par la Régie depuis le dépôt du dossier.
 - HQD-18, document 2, page 6
 - Hani Zayat, N.S., vol. 5, p. 90, ligne 13
 - Ces éléments incitent le Distributeur à revoir sa proposition pour le tarif D. Dans le contexte, l'alternative analysée par la Régie de procéder par étape et de ne considérer qu'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche lui paraît approprié.
 - Pour le Distributeur, cette alternative consisterait pour 2017 à :
 - Geler de la redevance ;
 - Reporter l'introduction d'une facture minimale ;
 - Hausser le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 33 kWh/jour ;
 - Appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie des deux tranches.
 - HQD-18, document 2
 - HQD-16, document 1.6, question 1.3, scénario A.1
 - Un tel scénario alternatif, proposant notamment une hausse uniforme des prix d'énergie des deux tranches, demeure compatible avec l'amélioration du signal de prix puisque, d'une part, le prix de la 2^e tranche continue d'augmenter et que d'autre part, elle permet d'accroître davantage le signal de prix de la 1^{re} tranche en contrepartie d'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie.
 - HQD-16, document 1.6, question 1.3, scénario A.1
 - Au tarif D, l'élimination de la redevance génère en effet une importante réallocation des revenus en énergie. Compte tenu de la pression qu'elle exerce sur les prix d'énergie en sus de la hausse moyenne, le Distributeur est disposé à réétudier la question de l'élimination de la redevance.
 - Hani Zayat, N.S., vol. 5, p. 88, ligne 22

3.1 Veuillez déposer l'analyse de la rentabilité des ventes marginales d'électricité pour le marché de la chauffe résidentielle que le Distributeur a réalisée avant de déposer sa proposition tarifaire dans le dossier R-3980-2016 ainsi que l'analyse de sensibilité démontrant les effets négatifs de la perte éventuelle d'une portion du marché de la chauffe résidentielle

Réponse :

1 **Le Distributeur a présenté l'analyse réalisée en soutien de sa proposition**
2 **dans le dossier R-3980-2016 à la section 3.1.3 de la pièce HQD-14, document 2**
3 **(B-0052). L'évolution des structures des tarifs de base, comme le tarif D, se**
4 **fait graduellement en tenant compte, notamment, du contexte anticipé, des**
5 **coûts évités de long terme et de l'évolution de la position concurrentielle. Ces**
6 **considérations tarifaires, économiques et énergétiques relèvent d'une analyse**
7 **d'avantage qualitative que quantitative, leur prise en compte nécessitant un**
8 **certain arbitrage entre elles.**

3.2 Quelle part de marché du chauffage électrique le Distributeur pourrait-il perdre s'il y avait correction complète de l'interfinancement?

Réponse :

- 1 **Une correction complète de l'interfinancement se traduirait par une hausse**
 2 **significative des tarifs domestiques pour compenser la baisse des tarifs**
 3 **généraux.**
- 4 **Le Distributeur n'a pas effectué d'évaluation d'un tel scénario hypothétique.**
 5 **Néanmoins, il estime que son impact sur la part de marché du chauffage**
 6 **électrique dépendrait de divers facteurs, dont l'évolution des prix des**
 7 **combustibles de même que de la stratégie adoptée pour ajuster chacun des**
 8 **tarifs.**
- 9 **Ainsi, cet impact pourrait être positif ou négatif selon le marché considéré**
 10 **(résidentiel ou CII).**

4 Revenus marginaux

Référence

- (i) R-3905-2014 HQD-4, Document 2, page 23.

Préambule

- (i)

Normalisation (GWh) et Revenus marginaux (M\$) pour 2013 et 2014

	Tarif D			Tarif DT			Tarif G			Tarif M			Tarif LG			Total	
	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	M\$
janv-13	118	7,31	9	13	5,94	1	16	7,88	1	14	3,68	1	7	3,19	0	167	11
févr-13	83	7,25	6	6	5,61	0	5	7,91	0	27	3,67	1	6	3,71	0	127	8
mars-13	311	7,11	22	3	7,49	0	28	8,13	2	66	3,71	2	19	4,37	1	428	28
avr-13	(137)	6,87	(9)	(4)	4,13	(0)	(18)	8,43	(2)	(28)	4,04	(1)	(11)	3,04	(0)	(198)	(13)
mai-13	87	6,93	6	1	6,59	0	(0)	7,09	(0)	(20)	3,94	(1)	(0)	3,04	(0)	68	5
juin-13	(10)	6,40	(1)	2	4,80	0	6	7,59	0	39	3,96	2	5	3,04	0	42	2
juil-13	(14)	6,37	(1)	(3)	4,56	(0)	(4)	7,55	(0)	(24)	3,97	(1)	(5)	3,04	(0)	(50)	(2)
août-13	17	6,35	1	3	4,56	0	4	7,39	0	20	3,94	1	5	3,04	0	49	2
sept-13	(33)	6,37	(2)	(0)	2,27	(0)	3	7,23	0	23	3,94	1	2	3,04	0	(5)	(1)
oct-13	97	6,51	6	4	2,72	0	1	8,69	0	(2)	4,10	(0)	5	3,04	0	105	7
nov-13	(473)	7,27	(34)	(12)	5,17	(1)	(48)	8,38	(4)	(58)	4,03	(2)	(23)	3,04	(1)	(614)	(42)
déc-13	(924)	7,50	(69)	5	6,37	0	(107)	8,18	(9)	(121)	3,88	(5)	(51)	4,64	(2)	(1 198)	(85)
Total	(877)		(66)	17		1	(114)		(10)	(65)		(3)	(41)		(2)	(1 080)	(80)
janv-14	(535)	7,71	(41)	21	4,88	1	(43)	8,11	(3)	(38)	3,87	(1)	(20)	5,53	(1)	(614)	(46)
févr-14	(428)	7,65	(33)	(6)	4,54	(0)	(52)	8,14	(4)	(40)	3,88	(2)	(24)	4,26	(1)	(550)	(40)
mars-14	(1 413)	7,56	(107)	(19)	5,68	(1)	(148)	8,29	(12)	(142)	3,91	(6)	(24)	4,58	(1)	(1 746)	(127)
avr-14	(440)	7,70	(34)	(23)	6,33	(1)	(37)	8,98	(3)	(7)	4,27	(0)	(16)	3,17	(0)	(523)	(39)
Total	(2 816)		(215)	(27)		(2)	(279)		(23)	(227)		(9)	(84)		(4)	(3 433)	(252)

- 4.1 Veuillez mettre à jour les revenus marginaux mensuels par tarifs tels que présentés au préambule.

Réponse :

- 1 Le Distributeur n'a pas mis à jour les revenus marginaux mensuels pour la
2 période allant de janvier 2013 à avril 2014. Les revenus marginaux mensuels
3 pour l'année 2016 sont présentés au tableau R-4.1.

TABLEAU R-4.1 :
NORMALISATION (GWH) ET REVENUS MARGINAUX (M\$) POUR L'ANNÉE 2016

	Tarif D			Tarif DT			Tarif G			Tarif M			Tarif LG			Total	
	GWh	c/kWh	M\$	GWh	c/kWh	M\$	GWh	c/kWh	M\$	GWh	c/kWh	M\$	GWh	c/kWh	M\$	GWh	M\$
janv-16	118	7,31	9	13	5,94	1	16	7,88	1	14	3,68	1	7	3,19	0	167	11
févr-16	83	7,25	6	6	5,61	0	5	7,91	0	27	3,67	1	6	3,71	0	127	8
mars-16	311	7,11	22	3	7,49	0	28	8,13	2	66	3,71	2	19	4,37	1	428	28
avr-16	(137)	6,87	(9)	(4)	4,13	(0)	(18)	8,43	(2)	(28)	4,04	(1)	(11)	3,04	(0)	(198)	(13)
mai-16	87	6,93	6	1	6,59	0	(0)	7,09	(0)	(20)	3,94	(1)	(0)	3,04	(0)	68	5
juin-16	(10)	6,40	(1)	2	4,80	0	6	7,59	0	39	3,96	2	5	3,04	0	42	2
juil-16	(14)	6,37	(1)	(3)	4,55	(0)	(4)	7,55	(0)	(24)	3,97	(1)	(5)	3,04	(0)	(50)	(2)
août-16	17	6,35	1	3	4,56	0	4	7,39	0	20	3,94	1	5	3,04	0	49	2
sept-16	(33)	6,37	(2)	(0)	2,27	(0)	3	7,23	0	23	3,94	1	2	3,04	0	(5)	(1)
oct-16	97	6,51	6	4	2,72	0	1	8,69	0	(2)	4,10	(0)	5	3,04	0	105	7
nov-16	(473)	7,27	(34)	(12)	5,17	(1)	(48)	8,38	(4)	(58)	4,03	(2)	(23)	3,04	(1)	(614)	(42)
déc-16	(924)	7,50	(69)	5	6,37	0	(107)	8,18	(9)	(121)	3,88	(5)	(51)	4,64	(2)	(1 198)	(85)
Total	(877)		(66)	17		1	(114)		(10)	(65)		(3)	(41)		(2)	(1 080)	(80)

5 Interconnexion avec l'Ontario

Référence

- (i) HQD-1, document 2.3, page 52

Préambule

- (i) La capacité maximale d'importation en énergie provenant de la centrale Saunders d'OPG, sur l'interconnexion LAW-HQT, est de 470 MW. Par contre, des particularités d'exploitation de l'interconnexion de natures technique et commerciale font qu'à certains moments, les achats du Distributeur peuvent être limités à 250 MW. De plus, la capacité d'importation en énergie disponible au Distributeur provenant des groupes de la centrale de la Chute-des-Chats appartenant à OPG (chemin Q4C) est d'environ 50 MW. Des particularités d'exploitation de ces groupes font toutefois en sorte qu'ils ne sont pas toujours disponibles au Distributeur.

La contribution maximale en puissance provenant d'OPG est de 0 MW, sauf si OPG démontrait au Distributeur qu'elle se conforme aux exigences en fiabilité associées à l'exportation de produits de puissance.

- 5.1 Veuillez indiquer et préciser les exigences en fiabilité associées à l'exportation de produits de puissance dont il est question au préambule?

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 11 de la demande de renseignements de l'ACEF**
2 **de Québec à la pièce HQD-3, document 2.**

5.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a entrepris des démarches auprès de OPG pour qu'elle lui démontre qu'elle se conforme aux exigences en fiabilité associées à l'exportation de produits de puissance.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 12 de la demande de renseignements de l'ACEF**
4 **de Québec à la pièce HQD-3, document 2.**

6 Conversion des réseaux autonomes à des sources renouvelables

Références

- (i) HQD-2, document 1, page 6.
- (ii) <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/ministere/fonds-vert/>
- (iii) R-3980-2016, notes sténographiques du 2 décembre 2016, pages 169-171

Préambule

- (ii) Par ailleurs, le Distributeur a développé un plan d'actions visant une conversion totale ou partielle des réseaux vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible. L'objectif est de procéder à des appels de propositions pour l'ensemble des réseaux d'ici 2020. Les projets potentiels devront s'avérer techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et être accueillis favorablement par les communautés. La section 4 présente les modalités de cette stratégie.
- (iii) Créé en 2006, le Fonds vert a été institué en vertu de la Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (RLRQ, chapitre M-30.001). Il représente un levier financier important qui vise principalement à appuyer le Ministère et ses partenaires dans la réalisation de mesures favorisant un développement durable, notamment en matière d'enjeux stratégiques liés tels que :
 - Changements climatiques
 - Matières résiduelles
 - Eau
 - Barrages
 - Autres éléments liés à la protection de l'environnement (tarification, sanctions, etc.)

Ce fonds spécial contribue de façon importante à la réalisation de la mission du Ministère, qui consiste à favoriser le développement durable du Québec par la protection de l'environnement, la préservation de la biodiversité et la lutte contre les changements climatiques. Le Fonds vert constitue également un formidable levier économique, stimulant continuellement l'innovation technologique et commerciale et participant ainsi à la croissance économique du Québec.

Ce fonds spécial contribue de façon importante à la réalisation de la mission du Ministère, qui consiste à favoriser le développement durable du Québec par la protection de l'environnement, la préservation de la biodiversité et la lutte contre les changements climatiques. Le Fonds vert constitue également un formidable levier économique, stimulant continuellement l'innovation technologique et commerciale et participant ainsi à la croissance économique du Québec.[...]

D'où viennent les revenus du Fonds vert?

Le Fonds vert tire principalement ses revenus de la vente d'unités d'émission de gaz à effet de serre dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (marché du carbone), mais il bénéficie aussi de revenus issus de la gestion de l'eau, de l'élimination des matières résiduelles et d'autres sources, telles que la tarification des autorisations environnementales, la gestion des barrages, les amendes et les sanctions administratives

- (iv) Q. [173] Merci, Monsieur Hébert. Maintenant, transition énergétique au niveau des réseaux autonomes, ça fait... les réseaux autonomes, on a besoin de passer du diesel à autre chose. Je pense que c'est comme mode de production d'énergie, ça fait très longtemps qu'on en parle, et même la Régie l'avait demandé. Maintenant, les demandes ou le plan stratégique et le plan du gouvernement est ambitieux, vous allez y faire face. Mais, avez-vous l'intention de demander une collaboration financière du Fonds vert pour aider à financer cette transition dans les réseaux autonomes?

M. DAVID MURRAY :

R. Madame la Présidente, honnêtement, je n'ai pas le détail si on a demandé une contribution du Fonds vert. Pour l'instant, moi, je suis à bien comprendre la situation, de là ma visite dans les sept sites des villages qui m'a appris beaucoup sur la situation. On a fait des appels d'offres. Pour nous, il va être important de continuer la démarche. Donc, depuis les derniers mois, on a fait quelques appels d'offres et on a entre autres mis une table de discussion avec un comité conjoint avec la mairie des Îles-de-la-Madeleine pour continuer à faire avancer le projet.
[...]

Et à titre de... vous êtes maintenant président pour la section Distributeur, alors, humblement, UC vous soumettrait qu'à titre de président, ce serait un peu à vous de

faire les pressions auprès du gouvernement et ailleurs pour trouver, pour alléger finalement la facture qui reviendrait autrement à la clientèle. C'est le but de la question.

R. Oui, j'en prends, j'en prends bonne note, Madame la Présidente. Donc, à travers le panel de discussion, c'est certainement des opportunités qu'ils pourront se saisir. On s'est donné plusieurs critères pour... de décision pour la transition énergétique et on a... Si je prends l'exemple des Îles-de-la-Madeleine, les décisions certainement économiques, la fiabilité du réseau va être mise de l'avant. Mais, naturellement, l'environnement va être au cœur des décisions à travers les tables de discussion.

6.1 En 2015 et 2016, quels ont été les coûts d'achat par le Distributeur d'unités d'émission de gaz à effet de serre dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre?

Réponse :

1 **Cette information est présentée au tableau 10 de la pièce HQD-9, document 5**
2 **(B-0039) du dossier R-3980-2016.**

6.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a fait des démarches auprès du gouvernement pour que la conversion des centrales des réseaux autonomes vers des énergies renouvelables soit en partie financée par le Fonds Vert du gouvernement. Sinon veuillez justifier pourquoi cela n'a pas été fait et si cela sera fait à court terme?

Réponse :

3 **Le Distributeur n'a pas fait de démarches en ce sens.**

7 Nouvelles interconnexions

Référence

(iv) HQD-1, document 2.3, page 53

Préambule

(v) New York

Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE) est conçu pour permettre l'exportation de 1 000 MW du Québec à la ville de New York. La mise en service de l'interconnexion était prévue pour l'automne 2017. Toutefois, le délai de construction est évalué à trois ans et demi et le projet n'est toujours pas officiellement lancé.

New England Clean Power Link

Ce projet d'interconnexion ajouterait une ligne entre la frontière canadienne et l'État du Vermont. Il s'agit d'une ligne à courant continu d'une capacité de 1 000 MW qui passerait en grande partie sous le lac Champlain. Le point d'origine à la frontière canadienne n'est pas encore identifié, selon les documents rendus publics par le promoteur du projet. La mise en service est prévue pour 2020.

Northern Pass

Ce projet de 1 090 MW relierait le Québec au sud de l'État du New Hampshire. Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle et n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet obtenait toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être adressée afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-Angleterre et du Québec. Les délais impliqués par cette demande seraient toutefois beaucoup plus courts que ceux reliés à la construction de la nouvelle ligne.

- 7.1 Veuillez indiquer si les projets Champlain Hudson Power Express et New England Clean Power Link incluent une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec.

Réponse :

- 1 **Selon les informations publiques, les deux projets proposent l'utilisation de**
2 **lignes HVDC (courant continu à haute tension) unidirectionnelles destinées à**
3 **l'exportation. Puisqu'il s'agit dans les deux cas de lignes privées, leur**
4 **utilisation serait strictement réservée aux détenteurs de droits de transport.**

- 7.1.1 Dans la négative, veuillez indiquer si le Distributeur envisage de déposer, au moment opportun et pour chaque projet, une demande afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de New York et de la Nouvelle-Angleterre et du Québec

Réponse :

- 5 **Le Distributeur précise que ces interconnexions sont prévues uniquement**
6 **pour l'exportation d'électricité et qu'il n'est pas partenaire dans ces projets**
7 **privés. Lorsque ces projets seront en service et que les détenteurs des droits**
8 **de transport seront connus, le Distributeur pourra, suivant ses besoins et la**

- 1 **disponibilité des approvisionnements dans les marchés voisins, évaluer la**
2 **possibilité d'importer de l'énergie au moyen de ces interconnexions.**

8 Technologie de stockage

Référence

- (v) HQD-1, document 2.3, page 61

Préambule

- (vi) Par ailleurs, le Distributeur reste vigilant quant aux changements structurels que pourrait engendrer l'émergence de nouvelles technologies sur les approvisionnements, par exemple en matière de stockage et d'intégration de la production d'énergie renouvelable chez la clientèle.

- 8.1 Veuillez apporter des précisions sur les technologies de stockage chez la clientèle sur lesquelles le Distributeur exerce une vigie.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur est à l'affût du développement des nouvelles technologies**
4 **pouvant être implantées chez la clientèle, notamment en participant**
5 **activement à des symposiums sur le sujet, en contactant les principaux**
6 **fabricants et en accueillant les propositions de fournisseurs. Hydro-Québec a**
7 **notamment annoncé la construction de deux « maisons du futur » pour tester**
8 **l'ensemble des nouvelles technologies comme l'énergie solaire, les**
9 **thermostats intelligents et le branchement de la voiture électrique pour les**
10 **échanges d'énergie.**

- 8.2 Veuillez fournir les grandes lignes des résultats de la vigie exercée par le Distributeur particulièrement en indiquant quels sont les coûts actuels des technologies de stockage chez la clientèle.

Réponse :

- 11 **Voir réponse à la question 8.1.**

- 8.3 Veuillez indiquer si les technologies de stockage concernent exclusivement la production d'énergie renouvelable.

Réponse :

- 1 L'utilisation du stockage sert principalement à moduler les sources de
2 production intermittente ou encore à gérer la demande en puissance. L'usage
3 n'est donc pas uniquement réservé aux sources d'énergie renouvelable,
4 même si celles-ci représentent un usage important.

9 Correction de l'interfinancement

Références

- (i) R-3972-2016, HQD-1, document 1.
(ii) HQD-1, document 2.2, page 15
(iii) HQD-1, document 2.2, page 18

Préambule

- (i) Plus de souplesse à l'égard de l'interfinancement pourrait permettre de tenir compte des enjeux inhérents à chaque catégorie de consommateurs et d'assurer un meilleur reflet des coûts. Toute correction de l'interfinancement, même partielle, permettrait de dégager une marge de manœuvre plus grande pour améliorer l'avantage concurrentiel des tarifs généraux et industriel.
- (ii)

**TABLEAU 2A-3 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

En TWh	2016 ¹	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	68,7	68,7	69,0	4,3	0,6%
Commercial et institutionnel	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	38,8	38,9	39,2	2,6	0,7%
Industriel PME	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-0,1	-0,2%
Industriel grandes entreprises	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	53,8	53,8	53,9	0,5	0,1%
Alumineries	22,1	22,4	23,2	23,5	23,7	22,4	22,5	22,5	22,7	22,6	22,6	0,5	0,2%
Pâtes et papiers	12,6	11,8	11,5	11,2	10,9	10,8	10,7	10,5	10,4	10,2	10,1	-2,5	-2,2%
Pétrole et chimie	5,0	5,1	5,0	4,9	4,9	4,9	4,8	4,8	4,7	4,6	4,6	-0,4	-0,8%
Mines	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,8	4,9	5,1	1,5	3,6%
Sidérurgie, fonte et affinage	6,9	6,7	7,0	7,1	7,4	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	8,0	1,1	1,5%
Autres	3,3	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	0,2	0,7%
Réseaux municipaux et éclairage public	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,5	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1	7,6	0,4%

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2016, normalisées pour les conditions climatiques.

(iii)

**TABLEAU 2A-6 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**

En MW	2015-	2016-	2017-	2018-	2019-	2020-	2021-	2022-	2023-	2024-	2025-	Croissance 2015-25	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	MW	tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage Résidentiel et agricole	11 310	11 330	11 430	11 560	11 700	11 836	11 959	12 069	12 169	12 257	12 334	1 024	0,9%
Chauffage Commercial et institutionnel	3 690	3 729	3 764	3 793	3 818	3 839	3 856	3 871	3 885	3 896	3 905	215	0,6%
Eau chaude Résidentiel et agricole	1 883	1 899	1 912	1 928	1 946	1 961	1 971	1 981	1 994	2 002	2 007	124	0,6%
Industriel PME	1 510	1 510	1 507	1 504	1 499	1 497	1 493	1 488	1 486	1 487	1 487	-23	-0,2%
Industriel grandes entreprises	6 702	6 526	6 618	6 658	6 675	6 606	6 628	6 649	6 670	6 681	6 696	-6	0,0%
Autres usages	12 615	12 635	12 715	12 785	12 870	12 939	13 063	13 184	13 295	13 397	13 501	886	0,7%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931	2 220	0,6%
Impact des conditions climatiques¹	-554												

¹ Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

9.1 Veuillez présenter les prévisions des besoins en énergie et en puissance selon les principaux scénarios de correction de l'interfinancement étudiés par le Distributeur.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas effectué de prévision des besoins en énergie et en**
 2 **puissance en fonction de scénarios de modification de l'interfinancement des**
 3 **tarifs.**

10 Pointe de l'hiver 2016-2017

10.1 En date du 16 février 2017, quelles ont été jusqu'à maintenant les pointes observée et normalisée des besoins du Distributeur pour l'hiver 2016-2017.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 2.1.1 de la demande de renseignements du ROÉ**
 5 **à la pièce HQD-3, document 7.**

11 Biénergie résidentielle

Référence

- (i) HQD-1, document 1, page 21

Préambule

- (i) De plus, dès l'hiver 2016-2017, le Distributeur réalisera un projet pilote de biénergie résidentielle interruptible. L'objectif est d'évaluer la faisabilité technique de télécommander les systèmes de chauffage biénergie, de même que d'évaluer les aspects opérationnels et commerciaux d'une offre commerciale de biénergie résidentielle.

11.1 Veuillez fournir les paramètres généraux du projet pilote (nombre de participants, installation requise, aspects opérationnels et commerciaux testés)

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 2 du**
2 **RNCREQ à la pièce HQD-3, document 6.2.**

11.2 Les installations des clients actuels au tarif DT seraient-elles compatibles avec les exigences techniques d'un programme de télécommande de système de chauffage biénergie?

Réponse :

- 3 **Oui, les participants au projet pilote étaient déjà des clients au tarif biénergie**
4 **(DT).**

12 Chauffage de locaux au secteur résidentiel

Références

- (i) R-3864-2013, HQD-1, document 2.2, annexe 2A, page 20
- (ii) HQD-1, document 2.2, page 18
- (iii) R-3980-2016, HQD-16, document 11, page 7

Préambule

- (i)

TABLEAU 2A-6 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2015-	2016-	2017-	2018-	2019-	2020-	2021-	2022-	2023-	2024-	2025-	Croissance 2015-25	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	MW		tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage Résidentiel et agricole	11 310	11 330	11 430	11 560	11 700	11 836	11 959	12 069	12 169	12 257	12 334	1 024	0,9%
Chauffage Commercial et institutionnel	3 690	3 729	3 764	3 793	3 818	3 839	3 856	3 871	3 885	3 896	3 905	215	0,6%
Eau chaude Résidentiel et agricole	1 883	1 899	1 912	1 928	1 946	1 961	1 971	1 981	1 994	2 002	2 007	124	0,6%
Industriel PME	1 510	1 510	1 507	1 504	1 499	1 497	1 493	1 488	1 486	1 487	1 487	-23	-0,2%
Industriel grandes entreprises	6 702	6 526	6 618	6 658	6 675	6 606	6 628	6 649	6 670	6 681	6 696	-6	0,0%
Autres usages	12 615	12 635	12 715	12 785	12 870	12 939	13 063	13 184	13 295	13 397	13 501	886	0,7%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931	2 220	0,6%
Impact des conditions climatiques¹	-554												

¹ Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

- (ii)

TABLEAU 2A-6
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
(EN MW)

En MW	2012-	2013-	2014-	2015-	2016-	2017-	2018-	2019-	2020-	2021-	2022-	Croissance 2012-22	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		MW
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage résidentiel et agricole	11 231	11 345	11 472	11 600	11 733	11 867	11 991	12 102	12 196	12 289	12 367	1 137	1,0%
Chauffage commercial et institutionnel	3 546	3 584	3 631	3 681	3 724	3 764	3 802	3 835	3 867	3 896	3 922	376	1,0%
Eau chaude résidentiel et agricole	1 840	1 859	1 876	1 889	1 907	1 924	1 940	1 954	1 967	1 978	1 988	148	0,8%
Industriel PME	1 533	1 511	1 536	1 542	1 555	1 568	1 571	1 569	1 569	1 571	1 575	42	0,3%
Industriel Grandes entreprises	7 174	6 833	6 505	6 590	6 627	6 692	7 088	7 183	7 234	7 285	7 355	181	0,2%
Autres usages	12 074	12 242	12 249	12 305	12 407	12 523	12 639	12 753	12 893	13 018	13 134	1 060	0,8%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 397	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	2 943	0,8%
Impact des conditions climatiques¹	1 475												

¹ Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

- (iii) 1.9 Veuillez traduire l'impact de la baisse de consommation de quelque 2 TWh sur la demande en puissance, les coûts de transport du Distributeur et les coûts de transport alloués à la clientèle domestique.

Réponse :

L'impact de la baisse de la consommation résidentielle de 2 TWh se traduit par une réduction d'environ 500 MW de la demande en puissance à la pointe d'hiver.

- 12.1 Veuillez concilier les prévisions des besoins en puissance à la pointe d'hiver pour le chauffage résidentiel et agricole du plan actuel et du plan précédent, compte tenu de la diminution constatée de 500 MW de la demande en puissance de la clientèle domestique pour l'ensemble des usages.

Réponse :

1 **Le tableau 2C-8 à la pièce HQD-1, document 2.2 (B-0008) présente la**
2 **comparaison de la prévision par usages (incluant le chauffage des locaux**
3 **résidentiel et agricole) à la pointe d'hiver du Plan par rapport à celle du *Plan***
4 ***d'approvisionnement 2014-2023*.**

5 **À l'hiver 2016-2017, le chauffage des locaux résidentiel du Plan présente un**
6 **écart de -403 MW par rapport à celui du plan précédent. Cet écart s'explique**
7 **essentiellement par la prise en compte de l'abaissement de température de**
8 **consigne sur les thermostats et des besoins de chauffage moindres pour les**
9 **nouveaux abonnements. Outre ces deux éléments, cet écart découle de la**
10 **mise à jour des intrants à la prévision, notamment le nombre d'abonnements**
11 **et le taux de diffusion du chauffage électrique. La révision à la baisse du**
12 **chauffage des locaux est moindre à l'hiver 2022-2023 (-298 MW) en raison**
13 **d'une approche prudente concernant la pérennité du comportement**
14 **d'abaissement de température.**

13 Aléas de la prévision

Références

- (i) HQD-1, document 2.2, page 33
- (ii) R-3864–2013, HQD-1, document 2, annexe 2B, page 30
- (iii) R-3980-2016, HQD-16, document 1.2, page 27

Préambule

- (i)

**TABLEAU 2B-3 :
ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Écart type (TWh)	2,6	3,0	3,5	4,5	5,4	5,8	6,1	6,3	7,1	7,8
Coefficient de variation	1,4%	1,7%	1,9%	2,4%	2,9%	3,1%	3,3%	3,3%	3,8%	4,1%

- (ii)

**TABLEAU 2B-3
ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Écart type (TWh)	2,7	2,9	3,5	3,9	4,6	6,6	7,4	7,6	7,9	8,1
Coefficient de variation	1,5%	1,6%	1,9%	2,1%	2,5%	3,5%	3,8%	3,9%	4,1%	4,1%

- (iii) 11.2 Veuillez justifier la nécessité de créer un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité aujourd'hui, alors que le Distributeur n'a pas fait une telle demande à la suite des années 2013 ou 2010 (référence (ii)) dont l'ordre de grandeur des écarts était similaire à ceux de 2015 et 2016.

Réponse :

La baisse de la demande de la clientèle résidentielle, liée à des changements de comportement significatifs chez un nombre important de clients, et l'incertitude au niveau de la croissance de la demande de la clientèle industrielle sont les principaux motifs justifiant la demande de création du compte d'écart sur les revenus nets des achats.

De plus, les risques supportés par le Distributeur en cas de baisse de la demande sont supérieurs à ceux occasionnés en cas de hausse de la demande. En cas de baisse imprévue de la demande, le Distributeur doit supporter le coût des

infrastructures de transport et de distribution pour répondre à une demande prévue qui ne se réalise pas et qui ne génère pas les revenus attendus. En revanche, une demande plus forte qu'anticipée se traduit par des revenus de vente additionnels, les infrastructures de transport et de distribution en place étant pleinement utilisées.

Par ailleurs, le Distributeur craint que les profondes mutations qui ont récemment affecté le marché du gaz naturel ne se propagent au domaine de l'électricité et empêchent le Distributeur de récupérer la totalité de ses revenus requis, ce que le CER proposé permettrait d'éviter.

Dans le marché du gaz naturel, ces mutations ont entraîné une migration des sources d'approvisionnement et une baisse des volumes de gaz transportés sur le réseau principal de TransCanada pipelines Limited (TCPL). Tel que la Régie l'énonce dans le sommaire de l'Avis sur les approvisionnements en fourniture de transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes, « Les coûts du réseau principal étant majoritairement fixes, cette migration des volumes crée une pression à la hausse sur les tarifs de transport pour les utilisateurs, dont les consommateurs québécois. » (note de bas de page omise)

- 13.1 Veuillez expliquer comment les incertitudes énoncées par le Distributeur (profondes mutations, migration des clients, incertitudes quant à la demande des clients industriels) se traduisent dans l'aléa de la prévision des besoins annuels en énergie du plan à l'étude, lorsque comparé à l'aléa de la prévision des besoins annuels en énergie du plan précédent.

Réponse :

1 **L'aléa sur les besoins en énergie et en puissance couvre un ensemble**
2 **d'incertitudes quant à l'évolution possible de la demande. Cette incertitude**
3 **reflète entre autres les risques associés à l'économie et la démographie, à la**
4 **diffusion du chauffage électrique et aux grands clients industriels. De plus,**
5 **l'établissement du risque prend en compte l'incertitude sur l'historique de la**
6 **demande, qui inclut les années récentes durant lesquelles le comportement**
7 **de la clientèle résidentielle a été modifié.**

8 **Outre les éléments mentionnés ci-dessus, le Distributeur n'a pas inclus**
9 **d'autres risques puisque les écarts de prévision constatés sont à l'intérieur**
10 **des fourchettes de risque présentées dans les plans d'approvisionnement et**
11 **états d'avancement précédents.**

13.2 Veuillez indiquer si l'aléa de la prévision des besoins annuels en énergie du plan à l'étude prend en compte une éventuelle correction de l'interfinancement des tarifs domestiques.

Réponse :

1 L'établissement de l'aléa de la prévision de la demande en énergie ne prend
 2 pas en compte une éventuelle correction de l'interfinancement des tarifs.
 3 Dans le cadre du Plan, le Distributeur considère qu'il est prématuré de
 4 spéculer sur une éventuelle correction de l'interfinancement et de son impact
 5 sur la demande en énergie.

14 Revenus marginaux

Référence

(i) R-3905-2014 HQD-4, Document 2., page 23.

Préambule

(i)

Normalisation (GWh) et Revenus marginaux (M\$) pour 2013 et 2014

	Tarif D			Tarif DT			Tarif G			Tarif M			Tarif LG			Total	
	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	c/kwh	M\$	Gwh	M\$
janv-13	118	7,31	9	13	5,94	1	16	7,88	1	14	3,68	1	7	3,19	0	167	11
févr-13	83	7,25	6	6	5,61	0	5	7,91	0	27	3,67	1	6	3,71	0	127	8
mars-13	311	7,11	22	3	7,49	0	28	8,13	2	66	3,71	2	19	4,37	1	428	28
avr-13	(137)	6,87	(9)	(4)	4,13	(0)	(18)	8,43	(2)	(28)	4,04	(1)	(11)	3,04	(0)	(198)	(13)
mai-13	87	6,93	6	1	6,59	0	(0)	7,09	(0)	(20)	3,94	(1)	(0)	3,04	(0)	68	5
juin-13	(10)	6,40	(1)	2	4,80	0	6	7,59	0	39	3,96	2	5	3,04	0	42	2
juil-13	(14)	6,37	(1)	(3)	4,56	(0)	(4)	7,55	(0)	(24)	3,97	(1)	(5)	3,04	(0)	(50)	(2)
août-13	17	6,35	1	3	4,56	0	4	7,39	0	20	3,94	1	5	3,04	0	49	2
sept-13	(33)	6,37	(2)	(0)	2,27	(0)	3	7,23	0	23	3,94	1	2	3,04	0	(5)	(1)
oct-13	97	6,51	6	4	2,72	0	1	8,69	0	(2)	4,10	(0)	5	3,04	0	105	7
nov-13	(473)	7,27	(34)	(12)	5,17	(1)	(48)	8,38	(4)	(58)	4,03	(2)	(23)	3,04	(1)	(614)	(42)
déc-13	(924)	7,50	(69)	5	6,37	0	(107)	8,18	(9)	(121)	3,88	(5)	(51)	4,64	(2)	(1 198)	(85)
Total	(877)		(66)	17		1	(114)		(10)	(65)		(3)	(41)		(2)	(1 080)	(80)
janv-14	(535)	7,71	(41)	21	4,88	1	(43)	8,11	(3)	(38)	3,87	(1)	(20)	5,53	(1)	(614)	(46)
févr-14	(428)	7,65	(33)	(6)	4,54	(0)	(52)	8,14	(4)	(40)	3,88	(2)	(24)	4,26	(1)	(550)	(40)
mars-14	(1 413)	7,56	(107)	(19)	5,68	(1)	(148)	8,29	(12)	(142)	3,91	(6)	(24)	4,58	(1)	(1 746)	(127)
avr-14	(440)	7,70	(34)	(23)	6,33	(1)	(37)	8,98	(3)	(7)	4,27	(0)	(16)	3,17	(0)	(523)	(39)
Total	(2 816)		(215)	(27)		(2)	(279)		(23)	(227)		(9)	(84)		(4)	(3 433)	(252)

14.1 Veuillez fournir la plus récente mise à jour des revenus marginaux mensuels par tarifs tels que présentés au préambule

Réponse :

6 Voir la réponse à la question 4.1.

15 Gestion de la demande en puissance

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 20
- (ii) R-3980-2016, notes sténographiques du 6 décembre 2016, page 96.

Préambule

- (i) Le Distributeur précise que l'option d'électricité interruptible et les programmes commerciaux en gestion de la demande en puissance, tels que Charges interruptibles – Bâtiments CI et Charges interruptibles résidentielles, font partie des moyens de gestion à sa disposition. D'autres interventions, telles que les chauffe-eau à trois éléments et la biénergie, s'inscrivent quant à elles à même la prévision des besoins.

- (ii) Me HÉLÈNE SICARD :
O.K.

Q. [151] Bon. Alors, il y a peut-être d'autres clients qui vont changer leur chauffe-eau de la même façon avant. Allez-vous mettre fin à cette idée. Est-ce qu'on va cesser de parler des chauffe-eau interruptibles si Santé publique vous dit : non, c'est... il y a trop de danger, il y a un risque, nous, on n'appuie pas. Qu'est-ce que vous allez faire dans ce cas-là?

M. HANI ZAYAT : R.

Je ne vous promettais pas qu'on va enlever ça de notre tête à jamais, parce que ça reste quand même un moyen qui est intéressant. C'est un réservoir d'eau chaude qui est disponible chez le client et qui constitue un potentiel intéressant de contribution au bilan de puissance. Donc c'est sûr que ça va rester... on peut peut-être ne pas en parler, mais ça va rester présent dans nos esprits, en tout cas dans le mien. Du moins tant que j'occupe ce poste.

- 15.1 Veuillez fournir la prévision de l'effacement biénergie résidentielle sur l'horizon du plan à l'étude.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements de la FCEI**
- 2 **à la pièce HQD-3, document 3.**

- 15.2 Compte tenu du préambule en ii), veuillez indiquer si le Distributeur étudie toujours ou à toujours dans ses plans un programme de délestage des chauffe-eau résidentiels.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur étudie toujours la possibilité d'offrir un programme de**
2 **délestage des chauffe-eau résidentiels.**

16 Travaux de l'IREQ

Référence

- (i) HQD-1, document 1, page 22

Préambule

- (i) Les travaux de l'IREQ en gestion de la demande en puissance sont axés d'une part, sur une vigie technologique permettant d'identifier l'existence de nouvelles interventions et d'autre part, sur la possibilité et la pertinence de les commercialiser.

16.1 Veuillez indiquer et préciser les dépenses encourues pour chacune des 3 dernières années par le Distributeur pour les travaux de l'IREQ en gestion de la demande en puissance.

Réponse :

- 3 **Le budget de l'IREQ dédié à la gestion de la demande en puissance au cours**
4 **des trois dernières années a atteint 2,5 M\$ en 2014, 2,3 M\$ en 2015 et 1,1 M\$ en**
5 **2016.**