

# **Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026**

**R-3986-2016**

**Mémoire déposé à  
Régie de l'énergie par**



préparé par

Viviane de Tilly

5 avril 2017

## Table des matières

<b>TABLE DES MATIERES</b> .....	<b>2</b>
<b>UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU</b> .....	<b>4</b>
<b>1 INTRODUCTION</b> .....	<b>5</b>
<b>2 BESOINS EN ÉNERGIE</b> .....	<b>6</b>
2.1 SURPLUS CHRONIQUES .....	6
2.2 1,2 MILLIARD \$ DE DÉPENSE DE RÉNOVATION ÉCORESPONSABLE .....	7
2.3 PROGRAMME DE STIMULATION DES VENTES.....	9
<b>3 BESOINS EN PUISSANCE</b> .....	<b>12</b>
3.1 MISE À RISQUE DU PARC BIÉNERGIE ET DE SON EFFACEMENT .....	12
3.2 GESTION DE LA DEMANDE : RENTABILITÉ DES PROJETS PILOTE / PROGRAMMES ACTUELS .....	17
<b>4 IMPACT SUR LE BILAN EN PUISSANCE</b> .....	<b>23</b>
<b>ANNEXE 1 : COÛTS ÉVITÉS DU DOSSIER R-3980-2016</b> .....	<b>25</b>
<b>ANNEXE 2 : COÛTS ÉVITÉS AJUSTÉS EN FONCTION DE D-2017-022</b> .....	<b>26</b>
<b>ANNEXE 3 : RENTABILITÉ DU TARIF DT (HYPOTHÈSES)</b> .....	<b>27</b>

**Liste des tableaux**

TABLEAU 1 CRÉDIT D'IMPÔT RÉNOVERT. LISTE DES PRINCIPAUX TRAVAUX ADMISSIBLES .....	9
TABLEAU 2 REVENUS MARGINAUX POUR L'ANNEE 2016 .....	10
TABLEAU 3 OBJECTIFS ET BUDGET DU PROGRAMME DE CONVERSION .....	12
TABLEAU 4 NOMBRE DE CLIENTS AU TARIF DT (MILLIERS) .....	12
TABLEAU 5 EFFACEMENT A LA POINTE DES CLIENTS AU TARIF DT .....	16
TABLEAU 6 ESTIMATION DE LA PUISSANCE ASSOCIEE A 340 GWH DE CHAUFFAGE.....	17
TABLEAU 7 CONTRIBUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE SUR LES BESOINS DE PUISSANCE..	18
TABLEAU 8 BILAN EN PUISSANCE PROPOSE ET AJUSTE PAR UC.....	24

## **Union des consommateurs, la force d'un réseau**

---

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe neuf Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 50 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

---

## 1 Introduction

---

L'étude du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur s'inscrit dans un contexte particulier. Comme nous le préciserons plus loin, de nombreux événements survenus depuis le dépôt du plan le 1<sup>er</sup> novembre 2016 affecteront ou pourront affecter le bilan offre demande du Distributeur à court et long terme dont :

- l'annonce d'une stagnation voire un déclin des ventes d'électricité au Québec. UC rappelle que la prévision de la demande utilisée dans le présent dossier est la même que celle utilisée dans le dossier tarifaire 2017-2018. Or, le Distributeur avait annoncé, une mise à jour de cette prévision pour le début des audiences en décembre 2016, ce qui n'a pas été fait. Il s'agit pourtant du point de départ du plan à l'étude.
- le dépôt d'une requête à la Régie par le Distributeur pour faire approuver un programme pour favoriser la conversion du chauffage au combustible vers le chauffage électrique de clients commerciaux. Ce programme pourrait avoir comme conséquence, si la Régie l'approuvait, de favoriser les ventes en énergie, mais, surtout, d'augmenter les besoins de puissance en pointe. Ce nouveau programme pourrait également mettre à risque le parc biénergie résidentielle compte tenu de la fragilité, maintes fois invoquée par le Distributeur au cours des années, de l'industrie du mazout.
- la décision que prendra le gouvernement sur la correction de l'interfinancement suite à l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel que lui remettra la Régie. Une modification de l'interfinancement auquel a droit et dont bénéficie présentement la clientèle résidentielle pourrait avoir des impacts sur la demande d'électricité.
- la décision de la Régie de confirmer l'utilisation d'un coût évité de puissance de 20 \$/kW jusqu'à l'hiver 2024-2025 (malgré la demande du Distributeur de fixer le coût évité de puissance à 108 \$/kW à partir de 2018-2017).

**UC est d'avis que ces éléments et leurs conséquences auraient dû être pris en compte et intégrés au présent dossier. En effet selon UC ces éléments sont suffisants pour justifier une mise à jour complète du plan d'approvisionnement en réseau intégré.**

**UC soutient respectueusement que la Régie devrait demander au Distributeur d'intégrer ces éléments à sa preuve, et ajuster ses prévisions (offre et demande) et son plan d'approvisionnement avant le début de l'audience. Si nécessaire et afin de pouvoir procéder à une étude exhaustive et réaliste du plan d'approvisionnement, la Régie pourrait en reporter l'étude à une date ultérieure**

## 2 Besoins en énergie

### 2.1 Surplus chroniques

Le Plan d'approvisionnement du Distributeur en réseau intégré se caractérise par une diminution marquée de la demande qui, conjuguée à une augmentation de l'offre, se traduit par des surplus énergétiques de 113 TWh, après déploiement des moyens de gestion, pour la période 2017-2026<sup>1</sup>.

Les possibilités du Distributeur pour absorber ces surplus sont très limitées et uniquement tournées vers les approvisionnements.

*Dans ce contexte, la stratégie adoptée par le Distributeur était, d'une part, d'exercer son option de suspension pour les livraisons en base de la centrale de TransCanada Energy (TCE) jusqu'à la fin du contrat en 2026 et, d'autre part, de miser sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale afin d'assurer l'équilibre offre-demande en énergie.<sup>2</sup>*

La prévision de la demande pour l'année 2017 est la même que celle utilisée dans la demande tarifaire 2017-2018 déposée en juillet 2016<sup>3</sup>, prévision que le Distributeur envisageait de mettre à jour lors des audiences de décembre dernier<sup>4</sup>. Or, cette mise à jour n'a pas été faite. Ainsi donc, le point de départ du présent plan sur la base duquel une trajectoire est proposée est une prévision de la demande que le Distributeur envisageait déjà de modifier.

UC écrivait dans sa demande d'intervention être d'avis qu'une mise à jour de la prévision confirmant une tendance baissière de la demande encore plus importante qu'anticipé, autant en énergie qu'en puissance, serait une opportunité pour le Distributeur et sa clientèle d'amorcer une réflexion quant au caractère judicieux de certains paradigmes de planification de l'équilibre offre-demande jusqu'ici utilisés, particulièrement en matière d'efficacité énergétique. UC était d'avis que la conjoncture pourrait se prêter beaucoup plus à la promotion d'usages électriques efficaces qu'à l'économie d'énergie<sup>5</sup>.

Or, non seulement le Distributeur a omis de réaliser une mise à jour de la demande d'électricité au Québec, mais encore les signes d'une tendance baissière font l'objet de déclarations assez précises et pessimistes de la part de sa haute direction. On prévoit, non pas une croissance modeste de la demande d'électricité, mais on évoque une décroissance de la demande. Le

---

<sup>1</sup> HQD-1, document 1, page 6.

<sup>2</sup> HQD-1, document 1, page 7.

<sup>3</sup> HQD-1, document 2.2 page 15 et R-3980-2016, HQD-4, document 2, page 21.

<sup>4</sup> « Le Distributeur reste à l'affût des changements au chapitre de l'évolution de la demande d'électricité afin de mieux apprécier la tendance. Aussi, envisage-t-il de présenter une mise à jour de sa prévision pour l'année 2017 au début des audiences. » Voir R-3980-2016, HQD-1, document 1, page 8.

<sup>5</sup> C-UC-0003.

PDG d'Hydro-Québec affirmait en effet, début mars 2017 « qu'il se peut que, dans l'avenir, la demande au Québec fléchisse légèrement ». <sup>6</sup>.

Le Distributeur écrivait tout de même en novembre dernier :

*La prévision des ventes d'électricité du présent plan est inférieure à celle du plan précédent. En 2023, l'écart atteint -8,4 TWh et la diminution totale des ventes se chiffre à -45,7 TWh sur la période 2016-2023. Ces écarts négatifs tout au long de la période surviennent malgré la croissance annuelle modeste de 0,6 % prévue dans le cadre du plan précédent et sont essentiellement attribuables aux secteurs Résidentiel et Industriel.<sup>7</sup>*

UC est d'avis qu'entre une croissance annuelle modeste de 0,6 %, une stagnation des ventes et même un fléchissement, il y a toute une différence. Il y a lieu de s'interroger sur la robustesse de la prévision qui est à la base du plan d'approvisionnement soumis par le Distributeur, cela sans compter qu'une possible correction de l'interfinancement, selon la décision que prendra le gouvernement suite à l'avis que la Régie lui transmettra<sup>8</sup>, pourrait avoir des effets importants sur la demande d'électricité, effets qui, bien que probables, n'ont pas été évalués par le Distributeur<sup>9</sup>.

**UC est d'avis que le Distributeur n'a pas dans les circonstances du présent plan d'approvisionnement justifié suffisamment ses prévisions.**

## **2.2 1,2 milliard \$ de dépense de rénovation écoresponsable**

Dans le cadre du dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur annonçait une diminution importante —et ignorée dans les prévisions des années antérieures, des ventes au secteur résidentiel s'expliquant entre autres par l'entrée en vigueur en 2012, du nouveau code de construction du Québec contenant de nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique des constructions résidentielles<sup>10</sup>. Pour UC, la non-inclusion des impacts de ces nouvelles normes dans la prévision de la demande au secteur résidentiel avait et a toujours de quoi surprendre. UC écrivait d'ailleurs dans son mémoire portant sur le dossier tarifaire 2017-2018 :

*Les impacts des nouvelles exigences en efficacité énergétique du code de la construction ont dû se matérialiser dès 2013 compte tenu de l'obligation de conformité à partir du 28 novembre 2012.*

<sup>6</sup> Forces, « Révolution énergétique. Hydro-Québec revoit son plan de développement. Entrevue avec son PDG Éric Martel », Printemps 2017. Numéro 189, page 18.

<sup>7</sup> HQD-1, document 1, page 9.

<sup>8</sup> Voir le dossier R-3972-2016.

<sup>9</sup> HQD-3, document 9, page 7.

<sup>10</sup> R-3980-2016HQD-16, document 1.2, pages 32 et 33.

*La date d'entrée en vigueur de la réglementation est le 30 août 2012. Ainsi, toutes les nouvelles constructions et les projets d'agrandissement ayant fait l'objet d'une demande de permis après le 30 août 2012 ou dont les travaux de construction ont débuté après le 28 novembre 2012 doivent s'y conformer, que les travaux soient effectués par un entrepreneur ou un constructeur-propriétaire. Encore une fois, UC est surprise de constater que le Distributeur n'a pas ajusté les consommations unitaires des nouvelles habitations pour tenir compte du « nouveau code » de la construction qui date de 4 ans.<sup>11</sup>*

C'est la raison pour laquelle UC s'est assurée que le Distributeur avait bien intégré à sa prévision de long terme les impacts du crédit d'impôt Rénovert sur la demande d'électricité.

*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 :

*Oui, le Distributeur a intégré implicitement dans sa prévision les impacts des rénovations écoresponsables subventionnées ainsi que du crédit d'impôt remboursable du gouvernement, soit à travers l'évolution du taux de diffusion des appareils de chauffage et de climatisation électriques (au détriment des autres sources d'énergie) et par l'amélioration de l'enveloppe thermique.<sup>12</sup>*

En 2016, le crédit Rénovert devait, selon le gouvernement, stimuler 1,2 milliard \$ d'améliorations résidentielles écoresponsables chez les particuliers québécois<sup>13</sup>.

Dans son tout dernier budget, le gouvernement provincial a reconduit le crédit d'impôt Rénovert afin d'encourager encore une fois les propriétaires québécois à réaliser des travaux de rénovation écoresponsable sur leur résidence<sup>14</sup>. Le crédit représente une aide fiscale additionnelle de 167 millions \$<sup>15</sup>. Il y a donc tout lieu de croire que des investissements additionnels de l'ordre de 1,2 milliard \$ d'améliorations résidentielles écoresponsables se réaliseront en 2017 et 2018.

Le Tableau 1 présente la liste des principaux travaux admissibles dont la réalisation aurait généralement pour conséquence de diminuer la consommation d'électricité des clients

<sup>11</sup> R-3980-C-UC-0007, page 13.

<sup>12</sup> HQD-3, document 9, page 4.

<sup>13</sup> [En ligne] <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2016-2017/fr/documents/PlanEconomique.pdf> page B.88 (consulté le 2 avril 2017).

<sup>14</sup> [En ligne] [http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2017-2018/fr/documents/PlanEconomique\\_Mars2017.pdf#page=405](http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2017-2018/fr/documents/PlanEconomique_Mars2017.pdf#page=405), page B.34 (consulté le 2 avril 2017).

<sup>15</sup> *Ibid.*, page A.50.



résidentiels. Ce sont pour la plupart des travaux qui influenceront directement sur la demande d'électricité.

**Tableau 1**  
**Crédit d'impôt RénoVert.**  
**Liste des principaux travaux admissibles<sup>16</sup>**

<p><b>Enveloppe de l'habitation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Isolation du toit, des murs extérieurs, des fondations et des planchers exposés.</li> <li>- Étanchéisation à l'eau des fondations et étanchéisation à l'air de l'enveloppe de l'habitation.</li> <li>- Installation de portes ou de fenêtres homologuées ENERGY STAR.</li> <li>- Installation d'un toit vert ou d'un toit blanc.</li> </ul> <p><b>Systèmes mécaniques de l'habitation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Système de chauffage.</li> <li>- Système de climatisation homologué ENERGY STAR.</li> <li>- Système de chauffe-eau.</li> <li>- Système de ventilation homologué ENERGY STAR et certifié par le Home Ventilating Institute.</li> </ul> <p><b>Qualité de l'eau et du sol</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Installation d'une citerne de récupération des eaux pluviales.</li> <li>- Restauration d'une bande riveraine, conformément aux exigences de la Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables.</li> <li>- Décontamination du sol contaminé au mazout, conformément aux exigences de la Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés.</li> </ul>
--

### 2.3 Programme de stimulation des ventes

Le Distributeur gère la situation de surplus en modulant lorsque possible son portefeuille d'approvisionnement. Or, les surplus du Distributeur sont constitués du volume résiduel du bloc d'électricité patrimoniale dont le coût est en moyenne de 2,9 ¢/kWh<sup>17</sup>. Compte tenu l'importance relative des revenus générés par la vente d'un kWh additionnel, et ce pour l'ensemble des marchés (voir le Tableau 2), un programme de stimulation des ventes serait très avantageux pour les clients du Distributeur. Jusqu'à la décision D-2017-022 sur les coûts évités en puissance, les ventes d'hiver n'étaient pas rentables sur la base des coûts marginaux<sup>18</sup>. Et c'est sur cette base que le présent plan a été conçu.

En effet, dans sa décision D-2017-022, la Régie a établi des coûts évités de puissance<sup>19</sup> qui ont pour effet de diminuer considérablement les coûts évités du chauffage<sup>20</sup>. Des ventes qui n'étaient absolument pas envisageables en automne dernier, parce que non rentables, le sont désormais. C'est d'ailleurs dans ce contexte que le Distributeur a déposé la demande R-4000-2017, pour faire approuver un programme pour la conversion à l'électricité des équipements

<sup>16</sup> *Ibid.*, page B.35.

<sup>17</sup> R-3980-2016, HQD-6, document 2, page 6.

<sup>18</sup> Voir les coûts évités utilisés par le Distributeur dans le dossier tarifaire R-3980-2016 en annexe 1.

<sup>19</sup> Voir la section 3.2.

<sup>20</sup> Voir l'annexe 2 présentant une évaluation illustrative des coûts évités qui tient compte de la décision D-2017-022.

fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel (le programme de conversion).

**Tableau 2**  
**Revenus marginaux pour l'année 2016<sup>21</sup>**

	Tarif D			Tarif DT			Tarif G			Tarif M			Tarif LG			Total	
	GWh	¢/kWh	M\$	GWh	¢/kWh	M\$	GWh	¢/kWh	M\$	GWh	¢/kWh	M\$	GWh	¢/kWh	M\$	GWh	M\$
janv-16	572	8,33	48	(10)	7,23	(1)	55	9,24	5	67	4,25	3	31	5,08	2	714	56
févr-16	125	8,28	10	10	6,96	1	3	8,72	0	8	4,25	0	4	3,35	0	150	12
mars-16	20	7,14	1	7	5,90	0	(5)	8,92	(0)	6	4,25	0	(1)	5,94	(0)	27	2
avr-16	(686)	7,67	(53)	(21)	5,10	(1)	(54)	9,15	(5)	(74)	4,30	(3)	(38)	3,26	(1)	(874)	(63)
mai-16	(183)	7,13	(13)	(9)	4,71	(0)	(17)	8,07	(1)	(13)	4,37	(1)	(11)	3,39	(0)	(234)	(16)
juin-16	(25)	8,91	(2)	(1)	4,41	(0)	(1)	9,16	(0)	(0)	4,31	(0)	(2)	3,39	(0)	(28)	(2)
juil-16	2	8,87	0	0	3,82	0	2	8,16	0	8	4,34	0	2	3,39	0	14	1
août-16	(6)	8,80	(0)	(2)	3,75	(0)	(11)	8,15	(1)	(39)	4,33	(2)	(7)	3,39	(0)	(65)	(3)
sept-16	29	8,88	2	1	5,81	0	(4)	8,15	(0)	(17)	4,34	(1)	(1)	3,39	(0)	8	1
oct-16	12	7,20	1	0	4,51	0	3	8,67	0	(7)	4,43	(0)	1	3,39	0	9	1
nov-16	386	7,73	28	11	5,11	1	31	9,11	3	62	4,45	3	21	3,39	1	490	35
déc-16	(55)	8,21	(5)	1	5,97	0	(16)	8,97	(1)	(4)	4,30	(0)	(4)	5,25	(0)	(79)	(8)
<b>Total</b>	<b>170</b>		<b>18</b>	<b>(15)</b>		<b>(1)</b>	<b>(13)</b>		<b>(1)</b>	<b>(4)</b>		<b>(0)</b>	<b>(6)</b>		<b>0</b>	<b>132</b>	<b>17</b>

La question de la rentabilité du programme de conversion sera débattue dans le dossier R-4000-2017, rentabilité qui devrait être basée sur des coûts évités en puissance fixés par la Régie (D-2017-022), coûts qui devraient vraisemblablement être mis à jour dans le prochain dossier tarifaire (2018-2019) en tenant compte des décisions qui seront formulées dans le présent dossier. Le Distributeur, qui ne pouvait demander mieux<sup>22</sup>, profite donc d'une fenêtre grandement — mais temporairement peut-être, ouverte par la décision de la Régie pour présenter son programme de conversion.

La situation actuelle d'équilibre fragile du bilan en puissance est déconcertante. Dans ce qui ressemble à un cas de référence circulaire, l'optimisation des coûts d'approvisionnement mène rapidement à la réévaluation des intrants du processus d'optimisation. Le mieux est le mortel ennemi du bien, particulièrement alors que des visions différentes sur la valeur du coût en puissance (20 \$/kW vs 108 \$/kW) s'affrontent dans un contexte de volatilité des besoins. La baisse de la demande d'électricité et une gestion efficace de la puissance (incluant des programmes de gestion de la demande) dans un contexte de déficit en puissance conduit à un bilan équilibré qui a pour conséquence une révision des coûts évités de puissance qui rendent maintenant rentables des programmes qui auront pour effet d'augmenter la demande en pointe. Une décision favorable au programme de conversion, si rendue comme telle dans le dossier R-4000-2017, pourrait être historique.

Dans le même ordre d'idée, UC mentionne les contradictions qui existent en situation de surplus énergétiques entre offrir des programmes d'économies d'énergie et se mettre en quête de nouvelles ventes. Le Distributeur ne se cache pas de l'incongruité de la situation.

*Q. [149] O.K. Mais êtes-vous d'accord qu'à quelque part, il y a une certaine contradiction entre un désir de faire de l'efficacité énergétique d'un côté, ce qui implique des coûts puis*

<sup>21</sup> HQD-3, document 9, révision : 2017-03-27, page 8.

<sup>22</sup> De l'avis d'UC, seul un décret gouvernemental aurait eu le même effet.

*ce qui implique une baisse de consommation d'un bord puis, de l'autre bord, de vouloir augmenter les revenus puis augmenter la consommation?*

*R. C'est certain que de faire de la publicité ou de promouvoir l'économie d'énergie, c'est...effectivement, ça donne des tendances et des pressions sur les revenus. Mais je pense qu'on a un bon historique, de voir les gains qui ont été faits dans le passé, d'être capable de faire une prévision des gains qui ont été faits, de faire la suite en développement de marchés.*

*Q. [150] O.K. En tant que président, j'imagine, il vous revient d'arbitrer les conflits potentiels entre les différents impératifs de l'entreprise. Est-ce que vous avez développé, à l'interne, des moyens de, si on veut, réduire le conflit potentiel entre l'ambition d'augmenter les revenus et le besoin de faire de l'efficacité énergétique?*

*R. En fait, je ne suis près d'appeler, Madame la Présidente, un conflit. C'est une pression comme dans n'importe quelle organisation, il y a des positifs et des négatifs. Avec notre équipe de demande d'approvisionnement, on prend en considération ces effets-là. Ce n'est pas la première année qu'on fait des gains en efficacité énergétique, on continue à investir. On va investir cent quinze millions (115 M) en efficacité énergétique et on va poursuivre dans cette démarche-là. On voit des tendances. Et, de l'autre côté, avec les marchés...comme je l'ai mentionné, les marchés des centres de données, ça va amener une croissance assez importante. C'est des entreprises qui demandent beaucoup d'énergie, on a toutes les conditions pour être capable d'attirer ces centres-là.<sup>23</sup>*

Les ventes additionnelles d'électricité, pourvu qu'il s'agisse de consommation efficace dont les conséquences bénéfiques auraient été évaluées à long terme, sont souhaitables. En revanche, pour assurer un minimum de cohérence, il y a lieu de s'interroger sérieusement sur la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique, compte tenu des nouveaux coûts évités en puissance. Il est difficile de concevoir que le Distributeur puisse simultanément demander aux clients d'investir en efficacité énergétique via leurs factures d'électricité et entreprendre en parallèle des activités de développement de marché, dont le coût, principalement au niveau de la puissance n'est pas neutre.

---

<sup>23</sup> R-3980-2016, A-0037, page 152.

### 3 Besoins en puissance

#### 3.1 Mise à risque du parc biénergie et de son effacement

Le Tableau 3 présente les objectifs du programme de conversion sur 2 ans. On comprend que si ce ne sont que des conversions du mazout vers l'électricité qui se produisent, le programme de conversion proposé par le Distributeur ferait disparaître 340 GWh-équivalents mazout.

**Tableau 3**  
**Objectifs et budget du programme de conversion<sup>24</sup>**

Année	2017	2018
Nouvelles ventes annuelles	68 GWh	272 GWh
Budget d'appui financier (15 ¢/kWh)	10,2 M\$	40,8 M\$
Budget d'exploitation	217 k\$	507 k\$
Budget total	10,4 M\$	41,3 M\$

Il est intéressant de comparer ce volume de mazout au volume de mazout consommé présentement par tous les clients du parc biénergie résidentielle. Selon les données du Distributeur, la consommation du cas type biénergie, lorsque la température est inférieure à -12 °C soit le point de transfert du système de chauffage électrique vers le système au combustible, est de 2 287 kWh<sup>25</sup>.

**Tableau 4**  
**Nombre de clients au tarif DT (milliers)<sup>26</sup>**

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
113,0	111,3	109,9	107,9	106,1	104,4	102,6	100,7	98,7	96,8	94,9

Sur la base des quelque 100 000 clients au tarif DT ( Tableau 4), ce seraient donc 228 GWh-équivalents mazout qui seraient livrés en moyenne chaque hiver aux clients du parc biénergie résidentielle. Le programme de conversion proposé par le Distributeur ferait disparaître 150 %<sup>27</sup> de la consommation de l'ensemble du parc biénergie résidentielle, ce qui nous semble important. Le Distributeur écrit pourtant.

<sup>24</sup> R-4000-2017, B-0004, page 2.

<sup>25</sup> Voir annexe 3.

<sup>26</sup> HQD-3, document 3, page 4.

<sup>27</sup> Toute chose étant égale par ailleurs.

*Les objectifs du programme Conversion à l'électricité sont de 340 GWh à l'horizon 2018, comme il appert du dossier R-4000-2017. Cette cible représente une faible part du volume des ventes de mazout.<sup>28</sup>*

Le Distributeur atténue les craintes que le programme de conversion affecte le parc biénergie est parlant d'une pénétration très régionale des conversions.

*Les ventes additionnelles visées de 340 GWh à l'horizon 2018, sur un potentiel de 13 TWh pour le Programme, ne devraient pas avoir d'impact sur la desserte en matière de livraison de mazout et compromettre la pérennité de la biénergie résidentielle. De surcroît, le Distributeur prévoit une concentration importante des cas de conversion dans les régions de l'est du Québec, là où l'on retrouve moins de 5 % du parc biénergie.<sup>29</sup>*

UC ne cherche pas à régler immédiatement le cas du dossier R-4000-2017. Sans admettre les données fournies par le Distributeur, on comprend cependant qu'il serait prêt d'emblée à sacrifier 5 % de son parc biénergie résidentielle, soit environ 5 000 clients ou 30 MW<sup>30</sup>. Or, rappelons que de façon quasi concomitante au dépôt de sa demande d'approbation du programme de conversion, la Régie permettait au Distributeur de faire supporter un coût annuel de 4 M\$ aux clients résidentiels uniquement pour assurer la survie du parc biénergie résidentielle. UC rappelle qu'elle s'était opposée à cette bonification puisqu'elle ne reposait sur aucune analyse crédible. UC écrivait à ce propos :

*La proposition du Distributeur ne repose sur aucune étude ou analyse commerciale. Selon le Distributeur, il suffit d'améliorer l'économie des abonnés au tarif DT pour contrer l'érosion du parc biénergie.*

*5.1 Veuillez déposer les études commerciales réalisées pour appuyer la stratégie proposée. Par exemple, UC cherche à savoir si une économie annuelle additionnelle de quelque 76 \$ pour le cas type serait suffisante pour inciter un client qui envisageait de quitter le tarif DT plutôt que d'investir dans un nouveau système à demeurer au tarif DT.*

*Réponse :*

*Dans le cadre du dossier R-3933-2015, le Distributeur avait évoqué la possibilité d'accroître les économies des clients DT afin de tenter de ralentir l'érosion du parc biénergie, mais également, la nécessité de faire preuve de grande prudence quant au choix des modifications au tarif DT. Les mesures proposées, soit l'élimination plus rapide de la redevance et le gel des prix d'énergie, permettront, toutes choses égales par ailleurs, d'accroître l'économie des clients au tarif DT. Bien qu'aucune étude commerciale n'ait été réalisée pour en évaluer la portée, le Distributeur est d'avis que*

<sup>28</sup> HQD-3, document 3, page 5.

<sup>29</sup> R-4000-2017, HQD-1, document 1, page 12.

<sup>30</sup> Sur la base d'un effacement moyen de 5,8 kW (voir annexe 3).

*ces mesures tarifaires constituent une approche efficace, prudente et simple d'application pour tenter de ralentir l'érosion observée.*

UC ajoutait :

*Peu d'entreprises commerciales se lanceraient dans un programme entraînant un manque à gagner de 4 M\$ sans un minimum de certitude à moins, comme c'est le cas ici, que ce manque à gagner soit assumé par les autres clients. On ne sait nullement si la proposition est trop généreuse, suffisante ou insuffisante. A priori, étant donnée l'absence de justification commerciale probante, UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur relative au tarif DT.<sup>31</sup> (note de bas de page omise)*

La Régie écrivait pourtant dans sa décision.

*[691] La Régie est d'accord avec la FCEI qui affirme que le chauffage biénergie constitue un outil important et rentable pour gérer le besoin de puissance du Distributeur, un outil qu'il importe de préserver. Afin de contrer l'érosion marquée au tarif DT, la Régie accueille favorablement la proposition de bonification de 4 M\$ proposée par le Distributeur.*

*[692] Le problème de gestion des besoins en puissance étant principalement causé par la chauffe, que l'on retrouve avant tout au secteur résidentiel, la proposition du Distributeur de récupérer le manque à gagner auprès des clients aux tarifs domestiques apparaît raisonnable, selon le principe de la causalité des coûts.*

*[693] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'augmenter les économies réalisées par les clients au tarif DT dès le 1<sup>er</sup> avril 2017 et de récupérer le manque à gagner auprès de la clientèle domestique.<sup>32</sup>*

Cette année, les 100 000 clients biénergie résidentielle du Distributeur se partageront donc 4 M\$ aux frais des autres clients résidentiels pour «assurer» leur effacement en période froide pendant que d'autres clients seront financés pour chauffer à l'électricité.

En ce qui concerne l'industrie du mazout, partenaire incontournable au maintien du parc biénergie, UC rappelle que le Distributeur s'est déjà inquiété de sa fragilité, et ce, particulièrement en région.

*Le fait qu'il y ait peu de clients au mazout ou de moins en moins de clients au mazout pose des problèmes au niveau de la distribution du mazout. C'est les distributeurs de mazout qui trouvent qu'il n'y a pas assez de clients pour justifier leurs activités et le maintien de leurs activités.*

---

<sup>31</sup> R-3980-2016, C-UC-0007, page 23.

<sup>32</sup> D-2017-022, page 179.

*Alors si on a un programme qui favorise le passage de clients au mazout vers les clients bi-énergie, on s'entend tu que ça va consommer moins de mazout. Et si on est tellement efficace dans cet exercice-là bien ça se peut qu'il n'y ait plus de distributeurs de mazout. C'est problématique dans les régions. C'est moins problématique peut-être dans les centres urbains où la problématique est moins présente à court terme, mais peut l'être certainement à moyen terme. C'est un enjeu très sérieux.*<sup>33</sup>

De façon plus générale, le Distributeur a toujours invoqué la fragilité de l'industrie du mazout justifier ses stratégies tarifaires ou commerciales relatives au tarif DT (pour généralement maintenir le statu quo) ou encore l'absence de programme de conversion du chauffage résidentiel au mazout vers la biénergie. Voici quelques déclarations du Distributeur, choisies parmi une multitude d'autres sur le même sujet :

*Or, d'une part, l'existence du parc de la bi-énergie résidentielle est fragilisée par l'état de l'industrie du chauffage au mazout, ce que l'Institut Canadien des Produits Pétroliers indiquait dans le cadre du dossier R-3671-2008.*<sup>34</sup>

*Comme démontré lors de la cause R-3677-2008, le maintien du parc bi-énergie est économiquement justifié tant du point de vue de la société que du point de vue du Distributeur.*

*Toutefois, pour que cette contribution au plan d'approvisionnement se concrétise et se maintienne dans le futur, le Distributeur a besoin que l'industrie du mazout continue d'assurer l'approvisionnement de ces clients pour leurs besoins de chauffage en pointe.*<sup>35</sup>

*Dans ce contexte, la croissance du parc bi-énergie résidentielle devrait se limiter, à court terme, aux clients au mazout en mesure de se convertir à moindres frais et une croissance soutenue serait peu probable à long terme sans intervention commerciale. Bien que toute nouvelle conversion à la bi-énergie plutôt qu'à l'électricité soit préférable, le Distributeur ne dispose pas, compte tenu des besoins en puissance et des coûts évités qui en découlent, d'une marge de manœuvre suffisante pour financer l'acquisition ou le renouvellement des équipements bi-énergie. Par ailleurs, la fragilité de l'industrie du mazout comme mentionné constituerait un risque non négligeable dans l'élaboration d'une intervention commerciale pour la conversion à la bi-énergie résidentielle.*<sup>36</sup>

En outre, rappelons qu'en 2009, le Distributeur limitait à 10 ans l'horizon de ses analyses de rentabilité de nouveaux équipements de chauffage biénergie entre autres à cause de la fragilité de l'industrie du mazout.

<sup>33</sup> R-3708-2009, notes sténo du 9 décembre 2009, page 155.

<sup>34</sup> R-3708-2009, HQD-8, Document 8, page 53.

<sup>35</sup> R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 15.

<sup>36</sup> R-3708-2009, HQD-12, Document 2, page 16.

37.5 Considérant qu'un système de bi-énergie entretenu a une durée de vie supérieure à 30 ans, veuillez représenter le tableau R-85.1-E obtenu à la question précédente en actualisant les coûts évités sur une période de 30 ans au lieu de 10 ans. Veuillez accompagner le tableau ainsi obtenu de vos hypothèses de coûts évités d'énergie et de puissance sur 30 ans.

Réponse :

D'emblée, le Distributeur tient à rappeler que l'analyse économique présentée en réponse à la question 85.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie a été effectuée sur une période de 10 ans parce qu'en raison de la fragilité de l'industrie du mazout, le Distributeur ne peut s'assurer, comme par le passé, de l'effacement d'un nouveau client bi-énergie au-delà de 10 ans. D'autre part, cet horizon reflète davantage l'horizon de l'analyse économique du client qui est généralement inférieur à la durée utile de son investissement car ce dernier cherche à minimiser la période de retour sur son investissement.<sup>37</sup>

Nous partageons le pessimisme historique du Distributeur quant à la fragilité de l'industrie du mazout plutôt que de nous rallier à son optimisme nouveau. Le programme de conversion, sur la base des craintes réitérées par le Distributeur au cours des années, affectera vraisemblablement l'industrie du mazout et, conséquemment, le parc biénergie résidentielle qui devrait connaître un effritement plus rapide que prévu par le Distributeur (voir le Tableau 5).

**Tableau 5**  
**Effacement à la pointe des clients au tarif DT<sup>38</sup>**

2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
580	570	560	550	540	540	530	520	510	500	490

D'un autre côté, étant donné son programme de conversion, le Distributeur pourra difficilement se voir accorder de nouveau par la Régie la permission de bonifier l'attrait de la biénergie résidentielle grâce à des allègements tarifaires subventionnés par les autres clients. Un effritement plus important et plus rapide du parc biénergie aura pour conséquence des besoins en puissance sur l'horizon du plan plus élevés que ceux prévus. Cet effritement additionnel pourrait se concrétiser après la fin du programme de conversion soit à partir de l'hiver 2019-2020.

<sup>37</sup> R-3708-2009, HQD-13, Document 1.1, page 69.

<sup>38</sup> HQD-3, document 3, page 4.



Cependant, les impacts du programme de conversion sur le bilan en puissance ne sont pas qu'indirects. L'ajout de 340 GWh de chauffage se traduit par une demande accrue en pointe. Le Tableau 6 présente une estimation des besoins additionnels en pointe associés au programme de conversion selon différents F.U.

**Tableau 6**  
**Estimation de la puissance associée à 340 GWh de chauffage<sup>39</sup>**

FU (%)	MW
30	129
35	111
40	97

Notre estimation est similaire à l'impact en puissance fourni par le Distributeur.<sup>40</sup>

**UC soutient, qu'en tenant compte de ces nouvelles informations, il est plus que probable que les besoins en puissance seront plus importants que prévu par le Distributeur à l'horizon du plan.**

### 3.2 Gestion de la demande : rentabilité des projets pilote / programmes actuels

Les interventions du Distributeur en gestion de la demande ont été planifiées en fonction des coûts évités de puissance suivants :

- Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018 : 20 \$/kW-hiver (\$ 2016, indexé à l'inflation) ;
- À compter de l'hiver 2018-2019 : 108 \$/kW-an (\$ 2016, indexé à l'inflation).<sup>41</sup>

Or, la Régie aux fins de l'établissement des tarifs 2017-2018 a plutôt fixé les coûts évités en puissance de la manière suivante :

- Pour les hivers 2016-2017 à 2024-2025 : 20 \$/kW-hiver (\$ 2016, indexé à l'inflation);
- À compter de l'hiver 2025-2026 : 108 \$/kW-an (\$ 2016, indexé à l'inflation).<sup>42</sup>

Il s'agit d'une baisse importante du signal de prix jusqu'en 2024.

Le Tableau 7 précise, sur l'horizon du plan, la contribution des nouvelles interventions en gestion de la demande, interventions conçues en fonction d'un coût évité en puissance de beaucoup supérieur à celui reconnu par la Régie dans sa décision D-2017-022.

<sup>39</sup> Le F.U. du chauffage résidentiel est de 40 %. Voir R-3933-2015, HQD-16, document 1.1, page 8.

<sup>40</sup> R-4000-2017, HQD-1, document 1, page 12.

<sup>41</sup> R-3980-2016, HQD-4, document 4, page 5.

<sup>42</sup> D-2017-022, page 60.

**Tableau 7**  
**Contribution des interventions en efficacité énergétique sur les besoins de puissance<sup>43</sup>**

En MW	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Électricité interruptible	850	940	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments	570	560	550	540	540	530	520	510	500	490
Nouvelles interventions en GDP	90	250	250	275	300	300	300	300	300	300
Impact en puissance des interventions en économie d'énergie	1 750	1 880	2 010	2 150	2 280	2 420	2 550	2 680	2 820	2 950
<b>Total</b>	<b>3 260</b>	<b>3 630</b>	<b>3 810</b>	<b>3 965</b>	<b>4 120</b>	<b>4 250</b>	<b>4 370</b>	<b>4 490</b>	<b>4 620</b>	<b>4 740</b>

À partir de 2020-2021, les nouvelles interventions devraient permettre l'effacement de 300 MW en pointe.

Rappelons toutefois que le Distributeur a déjà mentionné qu'un coût marginal en approvisionnement en deçà de 108 \$/kW, même à long terme, annihilerait tout développement de programmes de gestion de la demande<sup>44</sup>.

*[...] , donc on dit : pour ce qui est des mesures chez, en GDP, il faut vraiment utiliser le signal de long terme, donc le cent huit dollars (108 \$), quel que soit le moment où ces mesures-là arrivent, parce que ce sont des mesures qui sont, qui sont nouvelles, qui impliquent un changement de comportement important, qui sont là pour durer, on l'espère, et on veut qu'elles réussissent. Et si...Et...*

R. Je veux juste finir, si vous le permettez.

Q. O.K.

R. Je vais vous donner le résultat tout de suite, si on utilise un signal de coût évité à vingt dollars (20 \$), on va, là, on va arrêter de parler de chauffe-eau pour les dix prochaines années, je vous le garantis, ça n'existe pas, un programme d'interruption à vingt dollars (20 \$), parce que le signal de coût évité, il faut qu'il paye deux choses, donc il faut qu'il paye l'équipement qui est nécessaire chez le client, donc il faut qu'il paye l'équipement et l'installation de cet équipement-là. Même si ce n'est pas intrusif et c'est simple, ça prend quand même quelqu'un qui va installer un interrupteur dans la boîte électrique. Donc, en partant, il y a des coûts importants. Et après ça, il faut donner une compensation au client qui fait en sorte qu'il accepte que son chauffe-eau ne chauffe pas pendant quatre-vingt-dix (90) minutes vingt (20) fois par année. Donc, il faut que ces composantes-là ne dépassent pas cent huit dollars (108 \$) du kilowatt par an.

<sup>43</sup> HQD-3, document 6.2, page 9.

<sup>44</sup> Malgré l'effondrement du coût évité de fourniture, le Distributeur a toujours dans ses plans de lancer un programme de délestage de chauffe-eau résidentiels. Voir HQD-3, document 9, page 22.

*Q. Alors, vous choisissez à compter de décembre deux mille vingt-trois (2023) même si, par exemple, vous installez ce chauffe-eau dans les mois qui viennent. Et vous m'avez dit l'équipement peut avoir une durée de vie de cinq ans, ça peut être dix (10) ans, mais ça commence cinq à dix (5-10) ans et le client a une durée... aurait une durée probable de trois ans. Vous choisissez quand même... dans sept ans.*

*R. Mais, je considère qu'elle est là tout de suite pour des mesures en termes de chauffe-eau, donc pour pouvoir développer des mesures de type gestion de la puissance chez le client, le signal à utiliser à partir de demain, là, si... Je vais le dire autrement. Si tout était beau...*

*Q. Hum, hum.*

*R.... Santé publique dit « allez-y, installez vos chauffe-eau » et on est capable d'avoir cent mille (100 000) chauffe-eau pour le prochain hiver pour assurer le succès commercial et la rentabilité du programme, il faudrait utiliser le signal qui est à cent huit dollars (108 \$).<sup>45</sup>*

UC voit mal comment le Distributeur pourrait justifier la poursuite des travaux de recherche ou encore de programmes commerciaux «rentables» sur la base d'un coût de puissance diminué de 80 %.

Par exemple, une nouvelle offre commerciale en gestion de la demande en puissance a été lancée en 2016. Cette offre cible les bâtiments des secteurs commercial et institutionnel, de même que les bâtiments du marché industriel de petite et moyenne puissance. L'offre comprend une compensation financière de 70 \$/kW effacé en moyenne<sup>46</sup>, compensation considérée comme un coût d'approvisionnement et donc payée par l'ensemble des clients<sup>47</sup>, contrairement à la bonification du tarif DT visant, selon le Distributeur, le maintien de l'effacement du parc biénergie et qui n'est payée que par les clients résidentiels.

L'objectif prévu de cette offre commerciale en gestion de la demande était, pour l'hiver 2016-2017, d'environ 40 MW de réduction<sup>48</sup>. Pour l'année 2017, l'objectif du programme est de 80 MW.<sup>49</sup>

<sup>45</sup> R-3980-2016, A-0042, page 109.

<sup>46</sup> [En ligne] <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/gestion-demande-puissance/appui-financier/> (consulté le 30 mars 2017).

<sup>47</sup> « Les compensations financières annuelles (8,8 M\$ en 2016) versées directement aux clients participants sont inscrites aux budgets des approvisionnements [...] à l'instar des crédits fixes versés aux clients ayant adhéré aux options tarifaires d'électricité interruptible (11,1 M\$), puisqu'il s'agit de moyens d'approvisionnement sous le contrôle du Distributeur ». Voir R-3933-2015, HQD-16, document 1.4, page 74.

<sup>48</sup> R-3933-2015, HQD-10, document 1, page 19.

<sup>49</sup> R-3980-2016, HQD-1, document 1, page 21.

Si le Distributeur n'a pas eu recours au programme de gestion de la demande au cours de la période d'hiver 2016-2017, un montant pouvant atteindre 20 000\$ sera versé quand même au participant<sup>50</sup>.

De l'avis d'UC, la contribution de 70 \$/kW versée aux participants est démesurée par rapport au coût évité en puissance maintenant reconnu. Puisque cette rémunération ne devrait refléter que le coût évité en fourniture – le Distributeur n'ayant pas le pouvoir absolu d'interrompre les clients<sup>51</sup>, il doit se comparer au coût évité de 20 \$/kW déterminés par la Régie. Les coûts évités de transport et de distribution ne peuvent être pris en compte. Il en serait de même pour tous les moyens de gestion de la demande que le Distributeur ne contrôlerait pas.

UC évoque à ce propos un extrait du mémoire qu'elle a présenté à la Régie dans le cadre du dossier R-3933-2015.<sup>52</sup> Il était question dans ce cas d'un programme de charges interruptibles résidentielles, mais le principe d'utiliser ou non les coûts marginaux de distribution et de transport reste le même.

*UC souhaite finalement commenter brièvement le programme de charges interruptibles résidentielles proposé par le Distributeur, même s'il fera l'objet d'un repositionnement compte tenu du nouveau plan stratégique d'Hydro-Québec prévu pour 2016.<sup>53</sup> Ce programme offrirait un incitatif aux clients résidentiels qui acceptent que le Distributeur interrompe la charge du chauffe-eau pendant les périodes de pointe hivernale.*

*Selon les informations fournies par le Distributeur principalement via les réponses aux demandes de renseignement, l'effacement potentiel par participants est de 0,9 kW auquel un taux de réserve doit être appliqué, pour un effacement de 0,7 kW.<sup>54</sup> En retour, le participant aurait droit à un incitatif de 50 \$ par année<sup>55</sup>. Les coûts prévus du programme sont de 26 M\$ pour 100 000 participants comme l'indique le Tableau 10.*

<sup>50</sup> [En ligne] <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-GDP-guide-participant.pdf> page 9, (consulté le 4 avril 2017).

<sup>51</sup> Comme indiqué sur le site Web « Le participant n'est cependant pas tenu d'atteindre une réduction de puissance précise lors d'événements de GDP ». [En ligne] <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/gestion-demande-puissance/> (consulté le 4 avril 2017).

<sup>52</sup> R-3933-2015-C-UC-0009, page 40.

<sup>53</sup> R-3933-2015, HQD-16, document 1, page 69.

<sup>54</sup> R-3933-2015, HQD-16, document 7, page 7.

<sup>55</sup> R-3933-2015, HQD-16, document 1.2, page 103.

*Tableau 10  
Hypothèses charges interruptibles résidentielles<sup>56</sup>*

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017
Budget du programme (excluant aide financière)	12 M\$ en 2015	26 M\$ en 2015
MW ajoutés	28	70
Nb de participants ajouté	40 K	100 K
Aide / participant	50 \$ / an	50 \$ / an

*Le Distributeur indique que les coûts évités en puissance prennent en compte la fourniture, le transport et la distribution.*

*[...]*

*[...] UC est étonné de voir le Distributeur inclure dans son analyse de rentabilité le coût évité de transport et de distribution, même si la durée de vie commerciale présumée du programme n'est que de 3 ans<sup>57</sup>. Selon UC, puisqu'il s'agit d'un programme où le participant bénéficie d'une option de retrait volontaire<sup>58</sup>, donc que l'effacement n'est pas assuré, l'analyse économique ne doit pas inclure les coûts évités de transport et de distribution. À la connaissance d'UC, il est plutôt exceptionnel, à moins que des équipements assurent l'effacement en pointe, que les coûts évités de transport et de distribution soient pris en compte dans une analyse économique de gestion de la demande. L'extrait suivant résume bien la problématique :*

*Throughout this proceeding, parties have used the terms “right time”, “right place”, “right certainty” and “right availability” to describe the match of allowable DR operations to utility benefits of DR to reflect these characteristics, which can be done through the Distribution Factor (D Factor). The various criteria are intended to limit the application of the avoided T&D costs to programs that (1) are located in areas where load growth would result in a need for additional delivery infrastructure but for demand-side potential; (2) are located in areas where the specific DR program is capable of addressing local distribution capacity needs; (3) have sufficient certainty of providing long-term reduction that the risk of incurring after-the-fact retrofit/replacement costs is modest, and (4) can be relied upon for local T&D equipment loading relief (e.g., can be dispatched for local needs, and not just system needs). LSEs will review specific DR programs based on these criteria, and either apply the default avoided T&D costs or apply the results of a specific investment study to the cost-effectiveness evaluation of any qualifying DR program load reduction. An explanation of the exact method used to determine the D factor, including a precise definition of the criteria used is required.*

<sup>56</sup> R-3933-2015, HQD-16, document 1.2, page 103.

<sup>57</sup> *Ibid.*

<sup>58</sup> R-3933-2015, HQD-10, document 1, page 17.

*The default value of the D factor will be 0%. In other words, it will be assumed that a given DR program does not avoided or defer any transmission or distribution upgrades unless LSEs can show otherwise, at both the sub-transmission and distribution levels.*<sup>59</sup> (notes de bas de page omises)

*Or, les coûts évités de transport et de distribution, dont le Distributeur tient compte dans son analyse de rentabilité, sont les suivants :*

*Le Distributeur propose de maintenir les indicateurs des coûts évités pour la charge locale et la distribution tels qu'ils ont été présentés dans le dossier R-3677-2008. Exprimés en \$ 2015, le coût évité de la charge locale est de 47,2 \$/kW-an et celui de la distribution est de 17,1 \$/kW-an.*<sup>60</sup>

*Donc, les coûts évités utilisés par le Distributeur qui rentabilisent le programme de charges interruptibles résidentielles sont de 106 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation) pour les approvisionnements, 47,2 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation) pour le transport et 17,1 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation) pour la distribution.*

*UC prétend que le coût évité en approvisionnement n'est que de 20 \$/kW-hiver (\$2015, indexé à l'inflation) et que les coûts évités de transport et de distribution sont de 0 \$/kW-an. Avec ces coûts évités qui respectent la réalité, le programme de charges interruptibles résidentielles n'offre aucune rentabilité. Sur les 3 années du programme (2016-2018), les coûts évités seront de 1,4 M\$ chaque année (70 MW à 20 \$/kW) alors que les coûts seront de 14 M\$ en incitatif annuel et 38 M\$ en coût de programme.*

En conclusion, étant donné un coût évité de fourniture de 20 \$/kW jusqu'en 2024-2025, les interventions gestion de la demande que le Distributeur planifie depuis les dernières années ne sont plus rentables. Une gestion prudente du bilan en puissance qui tient compte des réalités commerciales, dont les périodes de démarrage, implique certes que des options de gestion de la demande reflétant un coût évité de 108 \$/kW (\$ 2016) devront être déployées quelques années avant 2026, à tout le moins si la demande d'électricité ne s'éloigne pas trop de la prévision actuelle. Une tendance baissière reportait encore plus loin la pertinence de programme de gestion de la demande.

En revanche, de l'avis d'UC, il inutilement coûteux pour la clientèle de continuer d'offrir le programme de gestion de la demande pour les bâtiments des secteurs commercial et institutionnel. Il serait tout aussi inutilement coûteux d'envisager d'offrir à court terme un

<sup>59</sup> [En ligne] [https://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC\\_4806-E.pdf](https://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC_4806-E.pdf) , page 39 (consulté le 4 avril 2017). La référence d'origine : [http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/B6E241E0-5B38-4E6D-AC3B-18F70EC83246/0/2010\\_DR\\_CostEffectiveness\\_Protocols.pdf](http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/B6E241E0-5B38-4E6D-AC3B-18F70EC83246/0/2010_DR_CostEffectiveness_Protocols.pdf), n'est plus disponible sur le Web. Le texte disponible à la nouvelle adresse est légèrement différent dans sa forme que celui présenté en 2015, mais identique dans son essence.

<sup>60</sup> R-3933-2015, HQD-4, document 4, page 6.

programme de délestage de chauffe-eau ou de charge de chauffage chez les clients résidentiels. En fait, le bilan en puissance du Distributeur devrait exclure tout effacement de la demande résultant de programmes de gestion de la puissance.

**UC soutient que le bilan en puissance du Distributeur devrait être révisé afin d'exclure à l'horizon 2026 tout effacement de la demande résultant de nouveau programme (ou projet pilote) de gestion de la puissance.**

## **4 Impact sur le bilan en puissance**

---

Le Tableau 8 illustre en grisé l'effet sur le bilan en puissance de certains des événements survenus depuis le dépôt du plan. Les impacts possibles de la diminution de la demande ou de la correction de l'interfinancement n'ont cependant pas été intégrés.

En revanche, UC a intégré les impacts du programme de conversion soit une augmentation de la demande en pointe due à la nouvelle charge de chauffage ainsi qu'un effritement additionnel de 50 MW par année à partir de 2019 du parc biénergie dû aux approvisionnements déficients en mazout. Rappelons que le Distributeur a déjà renoncé à prévoir la survie du parc biénergie résidentielle au-delà de 2019.

UC a également ramené à 0 la contribution de programmes de gestion de la puissance compte tenu de l'impossibilité d'offrir des programmes rentables avec un coût évité de puissance de 20 \$/kW jusqu'en 2024-2025.

**Tableau 8**  
**Bilan en puissance proposé et ajusté par UC**

En MW		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	<b>Besoins à la pointe</b>	<b>37 630</b>	<b>37 946</b>	<b>38 227</b>	<b>38 509</b>	<b>38 678</b>	<b>38 970</b>	<b>39 243</b>	<b>39 499</b>	<b>39 721</b>	<b>39 931</b>
2	Programme de conversion		110	110	110	110	110	110	110	110	110
3	Effritement bi-énergie DT				50	100	150	200	250	300	350
4=1+2+3	<b>Besoins à la pointe</b>	<b>37 630</b>	<b>38 056</b>	<b>38 337</b>	<b>38 669</b>	<b>38 888</b>	<b>39 230</b>	<b>39 553</b>	<b>39 859</b>	<b>40 131</b>	<b>40 391</b>
5	Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 774	3 855	4 024	4 046	4 077	4 105	4 132	4 155	4 177
6=5/1	Taux de réserve requis	0,0947	0,0995	0,1008	0,1045	0,1046	0,1046	0,1046	0,1046	0,1046	0,1046
7=4*6	Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 785	3 866	4 041	4 068	4 104	4 137	4 170	4 198	4 225
	<b>Besoins à la pointe - incluant la réserve</b>	<b>41 192</b>	<b>41 720</b>	<b>42 082</b>	<b>42 533</b>	<b>42 724</b>	<b>43 047</b>	<b>43 348</b>	<b>43 631</b>	<b>43 876</b>	<b>44 108</b>
8=4+7	<b>Besoins à la pointe - incluant la réserve</b>	<b>41 192</b>	<b>41 841</b>	<b>42 203</b>	<b>42 710</b>	<b>42 956</b>	<b>43 334</b>	<b>43 690</b>	<b>44 029</b>	<b>44 329</b>	<b>44 616</b>
9	Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
	<b>Approvisionnements additionnels requis</b>	<b>3 750</b>	<b>4 278</b>	<b>4 640</b>	<b>5 091</b>	<b>5 282</b>	<b>5 605</b>	<b>5 906</b>	<b>6 189</b>	<b>6 434</b>	<b>6 666</b>
10=8-9	<b>Approvisionnements additionnels requis</b>	<b>3 750</b>	<b>4 399</b>	<b>4 761</b>	<b>5 268</b>	<b>5 514</b>	<b>5 892</b>	<b>6 248</b>	<b>6 587</b>	<b>6 887</b>	<b>7 174</b>
11	HQP	600	600	1 100	1 100	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500
12	Autres contrats de long terme	1 641	1 828	1 951	1 977	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
13	Gestion de la demande en puissance	940	1 250	1 250	1 275	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
14	Gestion de la demande en puissance	850	940	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
15	Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
16	Transaction de court terme réalisées	300	50								
	<b>Puissance additionnelle requise</b>	<b>19</b>	<b>300</b>	<b>89</b>	<b>489</b>	<b>655</b>	<b>778</b>	<b>879</b>	<b>1170</b>	<b>1415</b>	<b>1647</b>
17=10-(11+12+14+15+16)	<b>Puissance additionnelle requise</b>	<b>109</b>	<b>731</b>	<b>460</b>	<b>941</b>	<b>1 187</b>	<b>1 365</b>	<b>1 521</b>	<b>1 868</b>	<b>2 168</b>	<b>2 455</b>

En tenant compte de la contribution des marchés de 1 100 MW<sup>61</sup>, le nouveau bilan proposé par UC laisse entrevoir des besoins en puissance plus rapidement que prévu. UC considère a priori que ces éléments sont suffisants pour procéder à une mise à jour complète du plan d'approvisionnement en réseau intégré ou pour reporter à une date ultérieure son étude exhaustive.

À défaut d'un report et d'une mise à jour, UC recommande à la Régie de réviser à la hausse les besoins en puissance soumis par le Distributeur.

<sup>61</sup> HQD-1, document 2.3, page 53.



## Annexe 1 : Coûts évités du dossier R-3980-2016

### Tarif D - ¢/kWh de 2017

	Annuité constante <sup>1</sup> (10 ans)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
		<b>Chauffage de l'eau</b>	<b>7,42</b>	<b>5,92</b>	<b>6,03</b>	<b>7,40</b>	<b>7,55</b>	<b>7,69</b>	<b>7,84</b>	<b>7,99</b>	<b>8,15</b>
Fourniture - Transport	6,21	4,81	4,90	6,25	6,37	6,49	6,62	6,74	6,87	7,01	7,14
Transport - Charge locale	0,88	0,81	0,83	0,85	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	0,97
Distribution	0,32	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35
<b>Chauffage des locaux</b>	<b>10,92</b>	<b>8,32</b>	<b>8,49</b>	<b>11,00</b>	<b>11,22</b>	<b>11,44</b>	<b>11,67</b>	<b>11,90</b>	<b>12,14</b>	<b>12,38</b>	<b>12,63</b>
Fourniture - Transport	8,43	6,02	6,14	8,60	8,77	8,95	9,13	9,31	9,49	9,68	9,88
Transport - Charge locale	1,83	1,69	1,72	1,76	1,79	1,83	1,87	1,90	1,94	1,98	2,02
Distribution	0,66	0,61	0,62	0,64	0,65	0,66	0,68	0,69	0,70	0,72	0,73
<b>Tous les usages</b>	<b>8,84</b>	<b>6,91</b>	<b>7,04</b>	<b>8,85</b>	<b>9,03</b>	<b>9,20</b>	<b>9,38</b>	<b>9,57</b>	<b>9,76</b>	<b>9,95</b>	<b>10,14</b>
Fourniture - Transport	7,09	5,29	5,40	7,18	7,31	7,46	7,60	7,75	7,90	8,06	8,21
Transport - Charge locale	1,29	1,18	1,21	1,23	1,26	1,28	1,31	1,33	1,36	1,39	1,42
Distribution	0,47	0,43	0,44	0,45	0,46	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,248 %.

### Tarif G - ¢/kWh de 2017

	Annuité constante <sup>1</sup> (10 ans)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
		<b>Chauffage des locaux</b>	<b>10,86</b>	<b>8,19</b>	<b>8,36</b>	<b>10,96</b>	<b>11,18</b>	<b>11,40</b>	<b>11,63</b>	<b>11,86</b>	<b>12,10</b>
Fourniture - Transport	8,63	6,14	6,26	8,82	9,00	9,18	9,36	9,55	9,74	9,93	10,13
Transport - Charge locale	1,64	1,51	1,54	1,57	1,60	1,63	1,67	1,70	1,73	1,77	1,80
Distribution	0,59	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,63	0,64	0,65
<b>Tous les usages (sans chauffe)</b>	<b>7,93</b>	<b>6,27</b>	<b>6,39</b>	<b>7,92</b>	<b>8,08</b>	<b>8,24</b>	<b>8,40</b>	<b>8,56</b>	<b>8,73</b>	<b>8,90</b>	<b>9,07</b>
Fourniture - Transport	6,52	4,98	5,07	6,58	6,71	6,84	6,97	7,10	7,24	7,38	7,52
Transport - Charge locale	1,03	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,14
Distribution	0,37	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41
<b>Tous les usages</b>	<b>7,91</b>	<b>6,25</b>	<b>6,37</b>	<b>7,90</b>	<b>8,06</b>	<b>8,22</b>	<b>8,38</b>	<b>8,54</b>	<b>8,71</b>	<b>8,88</b>	<b>9,05</b>
Fourniture - Transport	6,50	4,96	5,05	6,56	6,69	6,82	6,95	7,08	7,22	7,36	7,50
Transport - Charge locale	1,03	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,14
Distribution	0,37	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,248 %.

### Tarif M - ¢/kWh de 2017

	Annuité constante <sup>1</sup> (10 ans)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
		<b>Chauffage des locaux</b>	<b>10,90</b>	<b>8,23</b>	<b>8,39</b>	<b>10,99</b>	<b>11,21</b>	<b>11,43</b>	<b>11,66</b>	<b>11,89</b>	<b>12,13</b>
Fourniture - Transport	8,62	6,13	6,25	8,81	8,98	9,16	9,34	9,53	9,72	9,91	10,11
Transport - Charge locale	1,67	1,54	1,57	1,60	1,64	1,67	1,70	1,74	1,77	1,81	1,84
Distribution	0,61	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,62	0,63	0,64	0,65	0,67
<b>Tous les usages (sans chauffe)</b>	<b>7,16</b>	<b>5,71</b>	<b>5,82</b>	<b>7,14</b>	<b>7,28</b>	<b>7,42</b>	<b>7,57</b>	<b>7,71</b>	<b>7,86</b>	<b>8,02</b>	<b>8,17</b>
Fourniture - Transport	6,07	4,70	4,79	6,09	6,21	6,33	6,46	6,58	6,71	6,84	6,97
Transport - Charge locale	0,80	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
Distribution	0,29	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32
<b>Tous les usages</b>	<b>7,16</b>	<b>5,71</b>	<b>5,82</b>	<b>7,14</b>	<b>7,28</b>	<b>7,42</b>	<b>7,57</b>	<b>7,71</b>	<b>7,86</b>	<b>8,02</b>	<b>8,17</b>
Fourniture - Transport	6,07	4,70	4,79	6,10	6,21	6,33	6,46	6,58	6,71	6,84	6,97
Transport - Charge locale	0,80	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
Distribution	0,29	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32
<b>Hors pointe</b>	<b>3,57</b>	<b>3,28</b>	<b>3,33</b>	<b>3,44</b>	<b>3,50</b>	<b>3,57</b>	<b>3,63</b>	<b>3,70</b>	<b>3,76</b>	<b>3,83</b>	<b>3,90</b>
Fourniture - Transport	3,57	3,28	3,33	3,44	3,50	3,57	3,63	3,70	3,76	3,83	3,90
Transport - Charge locale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,248 %.

Source : R-3980-2016, HQD-4, document 4, pages 13 et 14.

## Annexe 2 : Coûts évités ajustés en fonction de D-2017-022

### Tarif D - ¢/kWh de 2017

	Annuité constante <sup>1</sup> (10 ans)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
		<i>Chauffage de l'eau</i>	6,53	5,91	6,03	6,15	6,27	6,40	6,53	6,66	6,79
<i>Fourniture - Transport</i>	5,33	4,81	4,91	5,00	5,10	5,21	5,31	5,42	5,53	5,64	7,14
<i>Transport - charge locale</i>	0,88	0,81	0,83	0,84	0,86	0,88	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97
<i>Distribution</i>	0,31	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35
<i>Chauffage des locaux</i>	9,25	8,32	8,49	8,66	8,83	9,01	9,19	9,37	9,56	9,75	12,63
<i>Fourniture - Transport</i>	6,75	6,02	6,14	6,26	6,39	6,52	6,65	6,78	6,92	7,05	9,88
<i>Transport - charge locale</i>	1,84	1,69	1,72	1,76	1,79	1,83	1,87	1,90	1,94	1,98	2,02
<i>Distribution</i>	0,66	0,61	0,62	0,63	0,65	0,66	0,67	0,69	0,70	0,71	0,73
<i>Tous les usages</i>	7,64	6,90	7,04	7,18	7,32	7,47	7,62	7,77	7,93	8,08	10,13
<i>Fourniture - Transport</i>	5,89	5,29	5,40	5,50	5,61	5,73	5,84	5,96	6,08	6,20	8,21
<i>Transport - charge locale</i>	1,28	1,18	1,20	1,23	1,25	1,28	1,30	1,33	1,36	1,38	1,41
<i>Distribution</i>	0,47	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51

Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,248 %.

### Tarif G - ¢/kWh de 2017

	Annuité constante <sup>1</sup> (10 ans)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
		<i>Chauffage des locaux</i>	9,12	8,20	8,36	8,53	8,70	8,87	9,05	9,23	9,41
<i>Fourniture - Transport</i>	6,89	6,14	6,26	6,39	6,52	6,65	6,78	6,91	7,05	7,19	10,13
<i>Transport - charge locale</i>	1,64	1,51	1,54	1,57	1,60	1,63	1,67	1,70	1,73	1,77	1,80
<i>Distribution</i>	0,59	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,63	0,64	0,65
<i>Tous les usages (sans chauffe)</i>	6,93	6,27	6,40	6,52	6,65	6,79	6,92	7,06	7,20	7,35	9,06
<i>Fourniture - Transport</i>	5,53	4,98	5,08	5,18	5,28	5,39	5,50	5,61	5,72	5,83	7,52
<i>Transport - charge locale</i>	1,03	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,14
<i>Distribution</i>	0,37	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41
<i>Tous les usages</i>	6,91	6,25	6,38	6,50	6,63	6,77	6,90	7,04	7,18	7,32	9,04
<i>Fourniture - Transport</i>	5,51	4,96	5,06	5,16	5,26	5,37	5,48	5,59	5,70	5,81	7,50
<i>Transport - charge locale</i>	1,03	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,14
<i>Distribution</i>	0,37	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41

Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,248 %.

### Tarif M - ¢/kWh de 2017

	Annuité constante <sup>1</sup> (10 ans)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
		<i>Chauffage des locaux</i>	9,16	8,23	8,39	8,56	8,73	8,91	9,09	9,27	9,45
<i>Fourniture - Transport</i>	6,88	6,13	6,25	6,38	6,51	6,64	6,77	6,90	7,04	7,18	10,11
<i>Transport - charge locale</i>	1,67	1,54	1,57	1,60	1,63	1,67	1,70	1,73	1,77	1,80	1,84
<i>Distribution</i>	0,61	0,56	0,57	0,58	0,59	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,67
<i>Tous les usages sans chauffe</i>	6,21	5,61	5,72	5,84	5,95	6,07	6,19	6,32	6,44	6,57	8,18
<i>Fourniture - Transport</i>	5,11	4,60	4,69	4,79	4,88	4,98	5,08	5,18	5,28	5,39	6,97
<i>Transport - charge locale</i>	0,80	0,74	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
<i>Distribution</i>	0,29	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,32	0,32
<i>Tous les usages</i>	6,31	5,71	5,82	5,94	6,06	6,18	6,30	6,43	6,56	6,69	8,18
<i>Fourniture - Transport</i>	5,21	4,70	4,79	4,89	4,99	5,09	5,19	5,29	5,40	5,51	6,97
<i>Transport - charge locale</i>	0,80	0,74	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
<i>Distribution</i>	0,29	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,32	0,32
<i>Hors pointe</i>	3,56	3,28	3,35	3,41	3,48	3,55	3,62	3,69	3,77	3,84	3,92
<i>Fourniture - Transport</i>	3,56	3,28	3,35	3,41	3,48	3,55	3,62	3,69	3,77	3,84	3,92
<i>Transport - charge locale</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Distribution</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,248 %.

Source : R-3980-2016, HQD-4, document 4, pages 13 et 14, sauf : coûts de Fourniture et Transport ajustés à l'inflation entre 2017 et 2026.

## Annexe 3 : Rentabilité du tarif DT (hypothèses)

<b>Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal (ajustée pour la normale 2015)</b>		<b>Consommation</b>
Usages de base et chauffage de l'eau		12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)		12 538 kWh
dont chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)		2 287 kWh
<b>Effacement moyen du parc biénergie résidentiel</b>		<b>5,8 kW</b>

<b>Émissions GES</b>	<b>Air chaud</b>
Chauffage des locaux - période de pointe (sauf si mazout)	2 287 kWh
Tonnes de GES associées à la consommation de mazout	0,6 tonnes
Coût GES par client biénergie (\$2012)	6 \$

<b>Taux d'efficacité des systèmes</b>		
	biénergie mazout	75%
	électricité	100%
<b>Valeurs calorifiques</b>		
	biénergie mazout	38,85 MJ/litre
	électricité	3,6 MJ/kWh
<b>Facteur de conversion - mazout vers électricité</b>		
	1 litre	8,09 kWh

<b>Frais d'entretien - Air chaud (\$ 2009 - excluant les taxes)</b>	<b>Système biénergie air chaud</b>	
	Biénergie mazout	247 \$
	Électricité	143 \$

Source : R-3905-2014, HQD-15, document 14.1, Chiffrier Excel, onglet Divers\_eff.moyen