

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4000-2017

DEMANDE D'APPROBATION D'UN PROGRAMME POUR LA
CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ DES ÉQUIPEMENTS
FONCTIONNANT AU MAZOUT OU AU PROPANE DANS LES
MARCHÉS COMMERCIAL, INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL

HYDRO-QUÉBEC

(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)

Demanderesse

et

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS
INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ

(ci-après « AQCIE »)

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC

(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

1. INTRODUCTION

Par leur intervention, l'AQCIE et le CIFQ veulent s'assurer que le Programme proposé par le Distributeur est pertinent pour augmenter les ventes, que les industriels qu'ils représentent auront un accès réel au Programme et que son déploiement éventuel n'aura pas d'impact à la hausse sur les tarifs du Distributeur que les clients industriels payent, et ce, tant à court qu'à long terme.

Dans cette perspective, l'analyse est concentrée sur les tests de rentabilité, soit le test du participant (TP) et le test de neutralité tarifaire (TNT), ainsi que sur l'analyse financière qui présente l'impact du Programme sur les revenus requis du Distributeur. Dans chacun des cas, les intervenants examinent les hypothèses retenues par le Distributeur et présentent une analyse de sensibilité sur certains paramètres qui ont un impact important sur les résultats.

2. OBJECTIF DU PROGRAMME¹

Comme le mentionne le Distributeur, le Programme vise à accroître ses ventes d'électricité tout en permettant aux clients commerciaux, institutionnels et industriels de réaliser des projets structurants.

Les projets doivent viser le remplacement de systèmes de production, de transformation ou de chauffage utilisant du mazout léger, du mazout lourd ou du propane par des systèmes fonctionnant à l'électricité.

Selon le Distributeur, ces projets mènent à une réduction de la facture énergétique des clients, ce qui accroît leur compétitivité. De plus, le remplacement de combustibles fossiles par l'électricité permet de réduire l'empreinte environnementale des activités des clients.

Il mentionne que le Programme soutient les projets de conversion au moyen d'un appui financier, sans lequel de tels projets sont moins susceptibles d'être réalisés car les investissements nécessaires au remplacement des systèmes sont généralement importants, beaucoup plus importants que ceux requis pour la prolongation de leur durée de vie.

Le Distributeur présente le tableau reproduit ci-dessous qui montre le potentiel de conversion du mazout à l'électricité.² Il évalue le potentiel technique à 13 440 GWh. Cependant, considérant uniquement le renouvellement des équipements qui atteignent leur fin de vie utile, il évalue le potentiel commercial à 900 GWh/an. De plus, considérant que ce ne sont pas tous les clients concernés qui seront intéressés à adhérer au Programme, le Distributeur évalue que les ventes additionnelles atteindront 340 GWh à partir de l'année 2018.

¹ B-00013, page 6 à 8

² B-0013, page 12

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

TABLEAU 2 :
POTENTIEL DE CONVERSION DU MAZOUT À L'ÉLECTRICITÉ

	Potentiel technique (mazout)	Potentiel commercial (renouvellement annuel du parc)		Taux de pénétration	
	GWh	%	GWh/an	2017	2018
Commercial et institutionnel	4 600	10 %	460	10 %	40 %
Industriel	8 840	5 %	440	5 %	20 %
Total (GWh)	13 440	-	900	68	272

Il mentionne également que l'impact sur les besoins en puissance sera de 110 MW³ et, en réponse à des demandes de renseignements, il précise que cette puissance de 110 MW représente l'impact à la pointe du réseau⁴ et repose sur l'hypothèse qu'environ la moitié des clients participeront au programme *GDP Affaires* ou effectueront un écrêtement de leur appel de puissance aux fins d'optimisation de leur facture d'électricité.⁵

Les intervenants prennent acte de l'évaluation des ventes additionnelles faite par le Distributeur. Ils s'étonnent cependant de l'absence de considérations appropriées de sa part, lors des calculs du test de rentabilité des participants, quant aux bénéfices que ceux-ci retireraient du Programme.

3. TEST DE RENTABILITÉ DES PARTICIPANTS (TP)

Le TP a pour objectif de vérifier si les paramètres du Programme sont adéquats pour intéresser les participants à y adhérer. Il évalue les coûts encourus par les participants s'ils réhabilitent leurs équipements et conservent leur mode de fonctionnement, et compare ceux-ci aux coûts encourus en raison de la conversion de leur système à l'électricité en tenant compte de l'appui financier proposé selon les modalités du Programme proposé par le Distributeur.

Le tableau 5 ci-après reproduit le résultat de l'analyse du Distributeur⁶.

³ B-0013, page 20

⁴ B-0026, page 9

⁵ B-0027, page 12

⁶ B-0018, page 17

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

**TABLEAU 5 :
CALCUL DU TP**

(milliers de \$)	Valeur actuelle nette (VAN)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle (GWh/an)		68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Coûts de mazout évités	436 249	6 776	36 685	45 126	50 423	54 406	57 919	60 775	63 364	66 476	70 078	73 474
Dépenses des clients (nettes de l'appui financier)	16 372	3 412	13 640	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Facture d'électricité additionnelle en \$/kWh	260 147	6 018	30 674	31 288	31 913	32 552	33 203	33 867	34 544	35 235	35 940	36 658
Flux monétaire net	159 730	(2 653)	(7 629)	13 839	18 510	21 854	24 717	26 908	28 820	31 241	34 139	36 816

Ce résultat est obtenu en faisant les hypothèses suivantes :

- Le prix du carburant est de 0,75 \$/litre en 2017⁷;
- L'efficacité actuelle des systèmes au mazout est de 70%⁸;
- Le taux de croissance moyen du prix du mazout est de 8,05% sur la période d'analyse⁹;
- L'appui financier est basé sur les coûts totaux admissibles encourus par les clients pour remplacer leur équipement et non sur le coût différentiel par rapport à une autre solution¹⁰;
- La facture d'électricité additionnelle est basée sur la structure du tarif M¹¹;
- Le taux d'actualisation (coût du capital prospectif) est de 5,248%¹².

Selon les hypothèses retenues, la valeur actualisée des coûts évités des participants est de 436 249 K\$, alors que la valeur actualisée des coûts résultant de la conversion des systèmes à l'électricité est de 276 519 K\$, pour un bénéfice anticipé de **159 730 K\$**.

Par ailleurs, au tableau du calcul du TNT¹³, il est indiqué que la valeur actualisée de l'appui financier est de 49 116 K\$. Étant donné l'ampleur du bénéfice anticipé par rapport à la valeur de l'appui financier, il est légitime de s'interroger sur la nécessité d'offrir un tel appui puisqu'il apparaît que la conversion est très rentable pour les clients même sans cet appui.

⁷ B-0018, page 10

⁸ B-0013, page 34

⁹ B-0018, page 15

¹⁰ B-0018, page 9

¹¹ B-0018, page 15

¹² B-0018, page 14

¹³ B-0018, page 17

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

En réponse à une demande de renseignements à ce sujet¹⁴, le Distributeur mentionne que « *l'appui financier du Programme est requis afin d'offrir une période de retour sur l'investissement financièrement et commercialement acceptable pour les clients* », et il fait référence à sa preuve qui mentionne :

« Le Distributeur souligne que la PRI varie selon le type de client. On constate, à la lumière des cas types analysés, qu'elle est plus longue dans le cas des écoles et plus courte dans celui des édifices à bureaux ou des bâtiments industriels. Les résultats sont conformes à ceux visés. En effet, une PRI de l'ordre de deux ans correspond à celle généralement recherchée par les gestionnaires de bâtiments privés. Pour le marché institutionnel, une PRI plus longue est généralement mieux acceptée. »¹⁵

Cette référence inclut une note indiquant que la PRI de l'ordre de deux ans a été retenue dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, le Programme se situe dans un cadre différent de celui des programmes d'efficacité énergétique. En effet, dans le cas actuel, le client doit investir de toute façon, soit en réhabilitant son système, soit en le convertissant à l'électricité.

Afin de vérifier la robustesse du résultat du TP, les intervenants ont réalisé une analyse de sensibilité selon les paramètres suivants :

- Le coût du participant pour l'option de réhabiliter son système inclut le coût de cette réhabilitation. Nous faisons l'hypothèse que ce coût correspond à 50% du coût de conversion;
- L'efficacité du système réhabilité est supérieure à l'efficacité du système actuel, soit 75% au lieu de 70%;
- La croissance du prix du combustible retenue par le Distributeur est celle du pétrole brut retenue par l'EIA dans son rapport Annual Energy Outlook 2016. La même source présente une prévision du prix du Commercial Distillate Fuel Oil¹⁶. Selon cette source la croissance moyenne serait d'environ 2,9% sur la période 2017-2027;

¹⁴ B-0023, page 5

¹⁵ B-0018, page 10

¹⁶ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2017&cases=ref2017&sourcekey=0>

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

- Selon les intervenants, le taux d'actualisation de 5,248% peut être acceptable pour les clients institutionnels (par exemple les écoles), mais un taux plus élevé serait plus approprié pour les autres clients, soit 10%.

Le tableau suivant présente l'impact spécifique de chaque variation de paramètre en valeur actualisée à l'année 2017 pour un taux d'actualisation de 5,248% représentant la situation des clients institutionnels et de 10% représentant la situation des autres clients.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ: impact spécifique			
		Taux d'actualisation	
		5,248%	10%
paramètre	sensibilité	M\$ 2017	M\$ 2017
cas de base		160	120
investissement en réhabilitation	50% du coût de la conversion	193	151
croissance annuelle du prix mazout	3%	32	22
efficacité	75%	131	97

Pour chaque variation de paramètre, la valeur du TP est positive, ce qui indique que les participants en retirent un bénéfice. Le cas le plus défavorable pour les participants est la diminution de la croissance du prix du combustible. Pour une croissance annuelle de 3%, au lieu d'une croissance annuelle moyenne de 8,05%, la valeur actualisée du TP au taux de 5,248% diminue de 128 M\$, mais demeure positive. Au taux d'actualisation de 10%, la diminution est de 99 M\$.

Le tableau suivant présente l'impact cumulatif de chaque variation de paramètre en valeur actualisée à l'année 2017 pour un taux d'actualisation de 5,248% et de 10%.

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

ANALYSE DE SENSIBILITÉ : impact cumulatif			
		Taux d'actualisation	
		5,248%	10%
paramètre	sensibilité	M\$ 2017	M\$ 2017
cas de base		160	120
investissement en réhabilitation	50% du coût de la conversion	193	151
croissance annuelle du prix mazout	3%	65	54
efficacité	75%	44	37

L'impact cumulatif est toujours positif même en considérant le cas le plus défavorable de l'effet combiné d'une meilleure efficacité et d'une diminution du taux de croissance du prix du combustible.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, l'évaluation du TP doit représenter le mieux possible la situation du client qui doit faire un choix entre réhabiliter son système ou le convertir à l'électricité. Pour faire son choix, il doit donc considérer le coût de la réhabilitation de son système. Or, selon notre hypothèse d'un prix de réhabilitation de 50% du prix de conversion, le TP atteint 193 M\$ pour les clients institutionnels et 151 M\$ pour les autres clients. Dans ce cas, en supposant une croissance annuelle du prix du carburant de 3% le TP devient respectivement 65 M\$ et 54 M\$, ce qui est supérieur à la valeur de l'appui financier que ces clients recevraient du Distributeur selon le Programme¹⁷.

En se basant sur les résultats de leur analyse du TP, les intervenants s'interrogent sur la nécessité d'un appui financier à la hauteur de celui proposé au Programme.

Il apparaît en effet que dans plusieurs cas le remplacement du système est plus économique que la réhabilitation, même sans appui financier. De plus, comme le mentionne le Distributeur, **plusieurs commissions scolaires et municipalités désirent procéder à la conversion de leurs équipements, compte tenu notamment de leurs intentions et engagements en matière de**

¹⁷ Cette valeur est de 49 M\$ selon le tableau 4 de B-0018, page 17. Il s'agit de valeur actualisée à l'année 2017.

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

réduction de leur empreinte environnementale.¹⁸ Pour ces clients, il s'agit d'une motivation supplémentaire.

Il est utile de rappeler que dans le cadre de ses programmes d'efficacité énergétique, le Distributeur était préoccupé par des cas semblables qu'il qualifiait d'opportunistes.

Dans les circonstances, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que le Distributeur n'a pas démontré que l'appui proposé permet de minimiser le nombre d'opportunistes.

4. TEST DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE (TNT)

Le TNT mesure l'impact net des ventes additionnelles pour le Distributeur. Il consiste à évaluer la différence entre la valeur actualisée des revenus provenant de la vente de l'électricité additionnelle et la valeur actualisée des dépenses relatives à la satisfaction de ces besoins additionnels.

Le tableau du calcul du TNT réalisé par le Distributeur est reproduit ci-dessous¹⁹. Les valeurs monétaires sont en millier de \$.

**TABLEAU 4 :
CALCUL DU TNT**

(milliers de \$)	Valeur actuelle nette (VAN)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle (GWh/an)		68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Revenus additionnels prévus	260 147	6 018	30 674	31 288	31 913	32 552	33 203	33 867	34 544	35 235	35 940	36 658
en \$/kWh		8,84	9,02	9,20	9,39	9,57	9,76	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78
Coûts d'approvisionnement additionnels	194 633	4 093	20 858	21 268	21 686	22 112	22 546	22 990	30 178	30 774	31 382	32 002
en \$/kWh		6,02	6,13	6,25	6,38	6,50	6,63	6,76	8,88	9,05	9,23	9,41
Appui financier	49 116	10 236	40 920	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coûts d'exploitation du programme	703	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flux monétaire net	15 696	(8 533)	(31 611)	10 020	10 228	10 440	10 656	10 877	4 366	4 461	4 558	4 657

Les revenus correspondent à l'application de la structure du tarif pour l'électricité additionnelle (puissance et énergie).

Les dépenses comprennent les coûts d'approvisionnement additionnels, l'appui financier et les frais d'exploitation du Programme.

¹⁸ B-0031, page 15

¹⁹ B-0018, page 17

La valeur actualisée des revenus est de 260,1 M\$ et les dépenses totalisent 244,4 M\$, ce qui indique un impact positif de 15,7 M\$ pour le Distributeur, correspondant à 6,4% de la valeur des dépenses. Ce faible pourcentage indique que la rentabilité du Programme est sensible à une légère augmentation des dépenses. À cet égard, le Distributeur présente une analyse de sensibilité des coûts évités en considérant un resserrement des besoins en puissance et conclut que le Programme reste rentable pour le Distributeur²⁰.

Il est à noter que le TNT n'inclut aucune dépense relative à l'impact des besoins additionnels en puissance sur la facture de transport et sur les coûts additionnels en équipements de transport et de distribution. Selon l'AQCIE et le CIFQ, il y a lieu de réaliser une analyse de sensibilité plus exhaustive afin de s'assurer de la rentabilité du Programme pour le Distributeur.

L'analyse de sensibilité proposée par l'AQCIE et le CIFQ comprend :

- L'inclusion d'une augmentation de la facture de transport pour le Distributeur;
- La prise en compte de coûts additionnels en équipements de transport et de distribution;
- Une révision des coûts évités.

4.1. Facture de transport

Dans leur demande de renseignements, l'AQCIE et le CIFQ ont évalué que la facture de transport que doit assumer le Distributeur pour obtenir le service de transport pour la charge locale serait augmentée d'environ 0,9 M\$ en raison d'une augmentation des besoins de 110 MW reliée au Programme. À la demande des intervenants de justifier l'omission de ce coût dans l'analyse de rentabilité du Programme, le Distributeur renvoie à la réponse 4.2 fournie à la Régie²¹. Dans cette réponse, le Distributeur réfère aux coûts évités, mais ne traite pas spécifiquement de la facture de transport²².

Il est utile de rappeler que selon la méthodologie appliquée par le Transporteur pour répartir ses revenus requis entre ses clients de point à point et la charge locale, cette répartition se fait au prorata de la contribution de chacun aux besoins de transport totaux²³. Ainsi, toutes choses étant égales par ailleurs, une augmentation des besoins du Distributeur augmente sa proportion

²⁰ B-0013, page 17

²¹ B-0023, page 14

²² B-0022, pages 14 et 15

²³ R-3981-2016, B-0178 page 6

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

par rapport aux besoins totaux et augmente donc sa proportion des revenus requis du Transporteur comme le montre le tableau suivant qui présente l'application de la méthodologie selon les données du dernier dossier tarifaire du Transporteur et selon une augmentation des besoins du Distributeur de 110 MW.

Évaluation du tarif de transport de la charge locale			
Données du dossier R-3981-2016¹	Augmentation de :		110 MW
Charge locale	37 555 MW		37 665 MW
Point à point	4 700 MW		4 700 MW
Revenus requis 2017	3 216 873 M\$		3 216 873 M\$
Tarif unitaire	76,13 \$/kW		75,93 \$/kW
Facture charge locale	2 859 062 M\$		2 859 991 M\$
1: R-3981-2016, B-0178, page 6		Augmentation :	0,929 M\$

Selon les intervenants, il s'agit d'un coût réel que le Distributeur doit assumer, et ce coût doit être pris en compte dans l'évaluation du TNT et de l'analyse financière car ce coût est directement lié au Programme.

Pour les fins de l'évaluation de l'impact de ce coût, les intervenants ont appliqué cette valeur à partir de l'année 2018 et ont maintenu cette valeur constante sur la période de l'analyse.

Le tableau ci-dessous présente le résultat : le TNT est positif, mais l'avantage est réduit à 8,6 M\$.

R-4000-2017 - Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

	TNT											
\$ réels	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Revenus	6 018	30 674	31 287	31 913	32 551	33 203	33 867	34 544	35 235	35 939	36 658	341 890
Coûts	4 094	20 858	21 268	21 686	22 112	22 546	22 990	30 178	30 774	31 382	32 002	259 890
Appui	10236	40920										51 156
Exploitation	220	508										728
Facture transp	0	929	929	929	929	929	929	929	929	929	929	9 290
												20 826
\$ actualisés												
Coût capital	5,248%											TOTAL
Revenus	6 018	29 144	28 245	27 373	26 529	25 710	24 917	24 148	23 402	22 680	21 980	260 147
Coûts	4 094	19 818	19 200	18 601	18 021	17 458	16 914	21 096	20 440	19 804	19 188	194 634
Appui	10 236	38 880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49 116
Exploitation	220	483	-	-	-	-	-	-	-	-	-	703
Facture transp	-	883	839	797	757	719	683	649	617	586	557	7 088
												8 607

4.2. Impact sur les réseaux

Selon le Distributeur, l'impact de la charge additionnelle découlant du Programme sur les réseaux de transport et de distribution est négligeable.

Pour expliquer sa position il mentionne notamment que le réseau du Distributeur a généralement une marge suffisante pour accueillir des charges additionnelles de l'envergure de celles du Programme.

Il ajoute que dans le cours normal de ses activités, les demandes d'intégration au réseau ou d'augmentation de puissance pour des charges comparables sont habituellement traitées sans étude de réseau préalable.

Il mentionne enfin qu'il se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait un impact important sur les réseaux de transport et de distribution²⁴.

Selon notre compréhension de la position du Distributeur, le réseau a une marge suffisante pour accueillir les charges additionnelles qui seraient issues du Programme et le *Distributeur se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait un impact important sur les réseaux de transport et de distribution.*

Cependant, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que même si les charges additionnelles n'ont pas d'impact immédiat, elles auront un impact éventuellement en nécessitant un devancement d'investissements en transport et en distribution.

²⁴ B-0013, page 20

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

À cet égard, les intervenants rappellent que les coûts de réseau ont été pris en compte dans l'analyse de la rentabilité du tarif DT. Au dossier R-3677-2008, le Distributeur a évalué que l'abrogation du tarif DT n'était pas justifiée. Son évaluation incluait une valeur importante correspondant aux coûts évités de transport et de distribution.

Le tableau présentant les résultats de cette évaluation est reproduit ci-dessous²⁵.

On peut constater que les coûts évités de transport et de distribution totalisent 46,2 M\$ (33,9 + 12,3) et que la prise en compte de ces coûts a permis de justifier de ne pas abroger le tarif DT.

TABLEAU 25
ÉVALUATION DU COÛT D'ABROGATION DU TARIF DT

	Abrogation du tarif DT (+ 500 GWh et 810 MW) M\$
Rentabilité du point de vue de la société	
Coûts HQD ¹	114,8
<i>Fourniture - Transport énergie garantie (7,1 ¢/kWh)</i>	35,5
<i>Fourniture - Transport (40,80 ¢/kW)</i>	33,0
<i>Transport - Charge locale (41,90 ¢/kW)</i>	33,9
<i>Distribution (15,16 ¢/kW)</i>	12,3
Autres coûts	-54,9
<i>Mazout (prix moyen 2007-2008 85,56 ¢/l)</i>	-52,9
<i>Émissions GES (15 ¢/tonne)</i>	
<i>Chauffage résidentiel au mazout</i>	-2,0
<i>Production d'électricité non émettrice</i>	0,0
Coût total	59,9
Rentabilité du point de vue du Distributeur	
Coûts HQD	114,8
Revenus HQD (D vs DT) ²	86,5
Coûts nets HQD (Coûts HQD - Revenus HQD)	28,3

¹ Ces coûts sont ceux de l'année 2009, tels que présentés à HQD-14, annexe D.

² Les revenus au tarif DT s'élèvent à 160 M\$ (2 885 GWh à 5,58 ¢/kWh) alors que suite à l'abrogation du tarif DT, les revenus au tarif D seraient de 248 M\$ (3 385 GWh à 7,32 ¢/kWh).

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur confirme que les coûts évités de transport et de distribution ont également été pris en compte dans un dossier plus récent (R-3905-2014) pour l'analyse de rentabilité du tarif DT²⁶.

²⁵ R-3677-2008, HQD-12, document 1, page 46

²⁶ B-0029, pages 8 et 9

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

Selon l'AQCIE et le CIFQ, les effets du Programme sont inversement comparables à ceux du tarif DT : dans le cas du Programme il y a une augmentation des besoins de 110 MW alors que dans le cas du tarif DT il y a une diminution des besoins de 810 MW. Si la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution est justifiée dans le cas du tarif DT, la prise en compte des coûts additionnels l'est tout autant dans le cas du Programme.

Selon l'évaluation des intervenants, il en résulte un coût supplémentaire de 7,2 M\$. Il s'agit d'une évaluation sommaire basée sur les coûts évités actuels²⁷ et sur une puissance de 110 MW au lieu de 810 MW.

Ainsi, en tenant compte de l'augmentation de la facture de transport du Distributeur et des coûts évités de transport et de distribution, l'avantage économique du TNT est réduit à 1,3 M\$.

4.3. Sensibilité des coûts évités

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur indique la référence présentant la méthodologie qui permet de déterminer un coût évité unitaire spécifique combinant la puissance et l'énergie²⁸.

Selon cette méthodologie, le coût évité unitaire de l'énergie est déterminé comme suit :

*(Coût évité de l'énergie pendant les heures de pointe * proportion de la consommation pendant les heures de pointe) + (coût évité de l'énergie pendant les heures hors pointe * proportion de la consommation pendant les heures hors pointe)²⁹.*

Ainsi, en utilisant la proportion de l'énergie consommée en hiver de 73,4%³⁰ et les coûts évités en énergie de 6,3 cents/kWh pour l'hiver et de 2,8 cents/kWh pour l'été³¹ on obtient la valeur de 5,476 cents/kWh en 2017 (incluant l'inflation au taux de 2%).

²⁷ R-3980-2016, B-0021 ou HQD-4, document 4, page 6

²⁸ B-0022, page 8

²⁹ R-3610-2006, HQ-15, document 2, Annexe A, page 18

³⁰ B-0022, page 18

³¹ B-0018, page 16. De plus, il est indiqué au dossier R-3980-2016 que le prix de 2,8 cents/kWh correspond au prix de l'électricité patrimoniale

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

Dans une réponse à une demande de renseignements, le Distributeur indique que le coût évité en énergie est de 5,63 cents/kWh pour l'année 2017³².

Selon notre compréhension, la différence entre la valeur calculée par les intervenants et la valeur présentée par le Distributeur s'explique par l'application d'un taux de pertes électriques de 2,8%. Cette valeur a dû être déduite puisqu'en réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ concernant le taux de pertes utilisé, le Distributeur n'a pas fourni la valeur précise, mais a mentionné :

*Le Distributeur a utilisé les taux de pertes du dossier R-3980-2016 applicables aux coûts évités par catégories de clients.*³³

Les intervenants n'ont pas trouvé une telle valeur. Cependant, il est indiqué que le taux de pertes est de 7,72% pour les besoins des clients au tarif M.³⁴

Il est nécessaire que le Distributeur explique et justifie l'utilisation d'un taux de pertes différent de 7,72%. Selon l'évaluation des intervenants, l'application d'un taux de pertes de 7,72% aurait un impact d'environ 10M\$ sur les résultats du TNT.

Par ailleurs, en appliquant la méthodologie décrite plus haut le Distributeur suppose que le coût évité de 73,4% des besoins additionnels est au prix du marché et que 26,6% des ventes additionnelles proviennent de l'électricité patrimoniale inutilisée. Ce ratio est maintenu sur toute la période d'analyse.

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur mentionne que *le Programme devrait probablement réduire la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée*. Mais il ne quantifie pas cet impact pour chacune des années de l'analyse. Il précise que *l'impact sur les surplus en énergie du Distributeur sera présenté dans le cadre du premier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2017-2026, lequel sera déposé au plus tard le 1er novembre 2017*.³⁵

Selon la compréhension des intervenants, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée se retrouve principalement lors de périodes de faible consommation. En effet, le Distributeur doit

³² B-0022, page 10

³³ B-0023, page 12

³⁴ R-3980-2016, B-0047, page 80

³⁵ B-0023, page 15

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

prendre livraison de l'électricité post patrimoniale en priorité et ensuite seulement, il peut prendre livraison de l'électricité patrimoniale.

Étant donné que les besoins additionnels résultant du Programme sont des besoins de chauffage, ceux-ci ne se manifestent pas en période de faible consommation. Dans ce contexte, il est raisonnable de se questionner sur la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée qui est disponible pour satisfaire les nouveaux besoins du Programme.

À cet égard, l'analyse de sensibilité proposée par les intervenants porte sur la proportion des besoins additionnels qui proviendrait de l'électricité patrimoniale inutilisée. Comme mentionné plus haut, l'évaluation du Distributeur suppose implicitement une proportion de 26,6%.

Les intervenants ont simulé une proportion de 20%, de 10% et de 0% pour fin de comparaison avec le cas de base du Distributeur. Les résultats ci-dessous montrent également la valeur du TNT en incluant la facture de transport.

	Coûts d'approvisionnement additionnels		TNT	
	M\$ réel	M\$ actualisé	sans facture transport	avec facture transport
proportion patrimonial			M\$ actualisé	M\$ actualisé
26,6%	260	195	15,7	8,6
20,0%	270	202	8,2	1,1
10,0%	284	212	-2,6	-9,7
0,0%	298	224	-13,4	-20,5

Ces résultats montrent que la rentabilité du Programme est très sensible à la proportion d'utilisation de l'électricité patrimoniale. Dans ce contexte il apparaît urgent de valider l'impact du Programme sur la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée au lieu d'attendre la présentation de cet impact *dans le cadre du premier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2017-2026*.

5. ANALYSE FINANCIÈRE

Les résultats de l'analyse financière présentent un intérêt particulier pour les clients du Distributeur puisqu'ils montrent l'impact du Programme sur les revenus requis du Distributeur et par conséquent l'impact sur les tarifs.

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

Comme le mentionne le Distributeur, l'analyse financière repose sur les mêmes hypothèses de coûts et de revenus que le test TNT. Cependant, dans le cas de l'analyse financière l'appui financier est amorti sur dix ans et est assujéti à un paiement annuel pour des frais financiers et pour la rémunération sur l'avoir des actionnaires³⁶.

Le tableau-ci-dessous reproduit les résultats de l'analyse financière réalisée par le Distributeur.

**TABLEAU 6 :
ANALYSE FINANCIÈRE**

(milliers de \$)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle (GWh/an)	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Revenus additionnels prévus	6 018	30 674	31 288	31 913	32 552	33 203	33 867	34 544	35 235	35 940	36 658
en \$/kWh	8,84	9,02	9,20	9,39	9,57	9,76	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78
Coûts d'approvisionnement additionnels	4 093	20 858	21 268	21 686	22 112	22 546	22 990	30 178	30 774	31 382	32 002
en \$/kWh	6,02	6,13	6,25	6,38	6,50	6,63	6,76	8,88	9,05	9,23	9,41
Amortissement de l'appui financier (10 ans)	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604
Coûts d'exploitation programme	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Frais financiers	100	620	1 079	957	836	714	592	471	349	227	111
Dépenses totales	4 925	25 055	27 462	27 759	28 063	28 376	28 698	35 764	36 238	36 725	36 717
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	140	822	1 292	1 145	998	852	705	558	411	264	125
Impact sur revenus requis	(953)	(4 797)	(2 533)	(3 010)	(3 490)	(3 975)	(4 464)	1 778	1 415	1 049	183

On peut constater une diminution des revenus requis sur la période 2017-2023, puis une augmentation sur la période 2024-2027. Sur l'ensemble de la période il y a une diminution des revenus requis de 18,79 M\$. Cette valeur correspond à 5,5% de la valeur des revenus additionnels ou à 5,8% des coûts totaux sur la période.

Étant donné que les hypothèses sur les coûts et les revenus sont les mêmes que pour le TNT, l'analyse de sensibilité porte sur les mêmes variations de paramètres

5.1. Facture de transport

Comme dans l'analyse de sensibilité du TNT, une facture de transport est ajoutée au coût du Distributeur. En effet, comme il a été mentionné plus haut, l'augmentation des besoins du Distributeur de 110 MW entraîne nécessairement une augmentation de sa portion des revenus requis du Transporteur et donc une augmentation de sa facture pour le service de transport. Cette augmentation a été évaluée à 929 K\$.

³⁶ B-0018, pages 18 et 19

R-4000-2017 - Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

La facture de transport est une composante du revenu requis du Distributeur³⁷, et doit donc apparaître dans l'analyse financière.

Le tableau ci-dessous présente l'analyse financière incluant un coût supplémentaire de 929 K\$ à partir de l'année 2018.

Impact sur les revenus requis K\$												
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
GWh additionnels	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	
Revenus additionnels	6 018	30 674	31 287	31 913	32 551	33 203	33 867	34 544	35 235	35 939	36 658	341 890
Revenus unitaires	8,85	9,02	9,20	9,39	9,57	9,77	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78	
Coûts												
Approvisionnement	4 094	20 858	21 268	21 686	22 112	22 546	22 990	30 178	30 774	31 382	32 002	259 890
Coûts unitaires	6,02	6,13	6,26	6,38	6,50	6,63	6,76	8,88	9,05	9,23	9,41	
Exploitation programme	220	508										
Amrtissement (10 ans)	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604	49 114
Frais financiers	100	620	1 079	957	836	714	592	471	349	227	111	6 056
Facture de transport		929	929	929	929	929	929	929	929	929	929	9 290
TOTAL	4 926	25 985	28 392	28 688	28 993	29 305	29 627	36 694	37 168	37 654	37 646	325 078
Rémunération HQD	140	822	1 292	1 145	998	852	705	558	411	264	125	7 312
RR additionnels	(952)	(3 867)	(1 603)	(2 080)	(2 560)	(3 046)	(3 535)	2 708	2 344	1 979	1 113	(9 500)

Les revenus requis présentent le même profil, soit une diminution sur la période 2017-2024 et une augmentation sur la période 2024-2027. Sur l'ensemble de la période la diminution des revenus requis est maintenant de 9,5 M\$. Cette valeur correspond à 2.8% de la valeur des revenus additionnels ou à 2.9% des coûts totaux sur la période.

5.2. Sensibilité des coûts évités

Étant donné que, selon les intervenants, l'augmentation de la facture de transport est un coût inévitable pour le Distributeur, l'analyse de sensibilité des coûts évités inclut ce coût.

5.2.1. Taux de pertes électriques

Selon l'évaluation des intervenants, le taux de pertes électriques utilisé par le Distributeur est de 2,8%. Cependant, le taux de pertes électriques pour les clients du tarif M est de 7,72%³⁸ comme mentionné plus haut. Les intervenants ont donc examiné quel serait l'impact d'un taux de pertes de 7,72%. Le tableau suivant présente les résultats.

³⁷ R-3980-2016, B-0023, page 5

³⁸ B-3980-2016, B-0047, page 80

R-4000-2017 - Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

Impact sur les revenus requis K\$ incluant facture de transport et taux de pertes de 7,72%												
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
GWh additionnels	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	
Revenus additionnels	6 018	30 674	31 287	31 913	32 551	33 203	33 867	34 544	35 235	35 939	36 658	341 890
Revenus unitaires	8,85	9,02	9,20	9,39	9,57	9,77	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78	
Coûts												
Approvisionnement	4 290	21 878	22 315	22 762	23 217	23 681	24 155	31 671	32 305	32 951	33 610	272 834
Coûts unitaires	6,31	6,43	6,56	6,69	6,83	6,97	7,10	9,32	9,50	9,69	9,89	
Exploitation programme	220	508										
Amrrtissement (10 ans)	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604	49 114
Frais financiers	100	620	1 079	957	836	714	592	471	349	227	111	6 056
Facture de transport		929	929	929	929	929	929	929	929	929	929	9 290
TOTAL	5 122	27 005	29 439	29 764	30 098	30 440	30 792	38 187	38 699	39 223	39 254	338 022
Rémunération HQD	140	822	1 292	1 145	998	852	705	558	411	264	125	7 312
RR additionnels	(756)	(2 847)	(556)	(1 005)	(1 456)	(1 910)	(2 370)	4 202	3 875	3 547	2 721	3 445

Encore ici, les revenus requis présentent le même profil, soit une diminution sur la période 2017-2024 et une augmentation sur la période 2024-2027. Cependant, sur l'ensemble de la période il y a une augmentation des revenus requis de 3,4 M\$. Cette valeur correspond à 1,0 % de la valeur des revenus additionnels ou des coûts totaux sur la période.

Dans ces conditions, le Programme aurait un impact global à la hausse sur le tarif du Distributeur.

5.2.2. Électricité patrimoniale inutilisée

Comme mentionné plus haut, selon la méthodologie utilisée par le Distributeur pour le calcul des coûts évités, 26,6% des besoins additionnels seraient satisfaits par de l'électricité patrimoniale inutilisée sur toute la période d'analyse.

Étant donné l'incertitude quant à la disponibilité de l'électricité patrimoniale inutilisée durant la période de l'année où il y a un besoin de chauffage pour toute la période 2017-2027, l'analyse de sensibilité fait l'hypothèse que seulement 20% de cette électricité serait disponible pour satisfaire les besoins additionnels du Programme. Le tableau suivant montre les résultats.

R-4000-2017 - Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

Impact sur les revenus requis K\$ incluant la facture de transport et 20% de l'électricité patrimoniale inutilisée												
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
GWh additionnels	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	
Revenus additionnels	6 018	30 674	31 287	31 913	32 551	33 203	33 867	34 544	35 235	35 939	36 658	341 890
Revenus unitaires	8,85	9,02	9,20	9,39	9,57	9,77	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78	
Coûts												
Approvisionnement	4 259	21 718	22 153	22 596	23 048	23 509	23 979	31 171	31 794	32 430	33 079	269 735
Coûts unitaires	6,26	6,39	6,52	6,65	6,78	6,91	7,05	9,17	9,35	9,54	9,73	
Exploitation programme	220	508										
Amrtissement (10 ans)	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604	49 114
Frais financiers	100	620	1 079	957	836	714	592	471	349	227	111	6 056
Facture de transport		929	929	929	929	929	929	929	929	929	929	9 290
TOTAL	5 091	26 845	29 277	29 598	29 929	30 268	30 616	37 687	38 188	38 702	38 723	334 923
Rémunération HQD	140	822	1 292	1 145	998	852	705	558	411	264	125	7 312
RR additionnels	(787)	(3 007)	(719)	(1 170)	(1 625)	(2 083)	(2 546)	3 701	3 364	3 027	2 189	346

Encore ici, les revenus requis présentent le même profil, soit une diminution sur la période 2017-2024 et une augmentation sur la période 2024-2027. Cependant, sur l'ensemble de la période il y a une augmentation des revenus requis de 0,346 M\$. Cette valeur correspond à 0,1 % de la valeur des revenus additionnels ou des coûts totaux sur la période.

Dans ces conditions, on peut considérer que le Programme aurait un impact global neutre sur le tarif du Distributeur.

Cette analyse permet de constater que l'impact du Programme sur les revenus requis est très sensible à l'hypothèse de l'utilisation de l'électricité patrimoniale inutilisée sur la période 2017-2027. Pour bien montrer cet impact, le tableau suivant présente les résultats d'une situation où 10% de l'électricité patrimoniale serait disponible pour satisfaire les besoins additionnels du Programme. Le tableau suivant présente les résultats.

R-4000-2017 - Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

Impact sur les revenus requis K\$ incluant la facture de transport et 20% de l'électricité patrimoniale inutilisée												
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
GWh additionnels	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	
Revenus additionnels	6 018	30 674	31 287	31 913	32 551	33 203	33 867	34 544	35 235	35 939	36 658	341 890
Revenus unitaires	8,85	9,02	9,20	9,39	9,57	9,77	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78	
Coûts												
Approvisionnement	4 508	22 991	23 451	23 920	24 398	24 886	25 384	32 604	33 256	33 921	34 600	283 921
Coûts unitaires	6,63	6,76	6,90	7,04	7,18	7,32	7,47	9,59	9,78	9,98	10,18	
Exploitation programme	220	508										
Amrtissement (10 ans)	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604	49 114
Frais financiers	100	620	1 079	957	836	714	592	471	349	227	111	6 056
Facture de transport		929	929	929	929	929	929	929	929	929	929	9 290
TOTAL	5 340	28 118	30 575	30 922	31 279	31 645	32 021	39 120	39 650	40 193	40 244	349 109
Rémunération HQD	140	822	1 292	1 145	998	852	705	558	411	264	125	7 312
RR additionnels	(538)	(1 734)	580	154	(274)	(705)	(1 140)	5 134	4 826	4 518	3 711	14 531

Les résultats indiquent que l'impact sur les revenus requis est légèrement à la baisse sur la période 2017-2023, mais fortement à la hausse à partir de l'année 2024. Sur l'ensemble de la période les revenus requis additionnels sont de 14,5 M\$.

5.3. Conclusion

Selon l'AQCIE et le CIFQ, l'analyse financière doit inclure une augmentation de la facture de transport que le Distributeur doit assumer pour le service de transport de la charge locale.

L'analyse des intervenants démontre par ailleurs que l'impact du Programme sur les revenus requis du Distributeur est très sensible à la portion de l'électricité patrimoniale inutilisée qui est disponible durant la période de chauffage. Selon les intervenants, l'hypothèse implicite que cette proportion serait de 26,6% sur l'ensemble de la période 2017-2027 doit être confirmée et validée avant une approbation éventuelle du Programme par la Régie.

6. CONSIDÉRATIONS CONCERNANT LES CLIENTS AU TARIF G

Selon notre compréhension, l'analyse de rentabilité du Distributeur est basée sur des besoins additionnels de clients au tarif L, et les revenus anticipés ont été évalués selon la structure de ce tarif.

Or, en réponse à une demande de renseignements de la FCEI, le Distributeur mentionne :

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

*De plus, environ 60 % des lettres d'intention émanent de clients au tarif G, environ 20 % de clients au tarif M et le reste de clients assujettis à d'autres tarifs ou pour lesquels le tarif n'est pas indiqué (voir la réponse à la question 3.3). Pour la majorité des clients au tarif G, la conversion à l'électricité de leurs procédés de chauffe devrait se traduire par un passage au tarif M, comme l'indiquait le Distributeur à la page 8 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018). Pour ces clients, le Programme, en plus de leur permettre d'acquérir des équipements efficaces utilisant une énergie propre, permettra leur transfert vers un tarif généralement plus avantageux.*³⁹ (notre soulignement)

Les intervenants reproduisent ci-dessous la structure du tarif G et celle du tarif M⁴⁰ :

Structure du tarif G

La structure du tarif mensuel G pour un abonnement annuel est la suivante :

12,33 \$ de redevance d'abonnement, plus

17,43 \$ le kilowatt de puissance à facturer au-delà de 50 kilowatts, plus

9,78 ¢ le kilowattheure pour les 15 090 premiers kilowattheures, et

6,88 ¢ le kilowattheure pour le reste de l'énergie consommée.

Le montant mensuel minimal de la facture est de 36,99 \$ lorsque l'électricité livrée est triphasée.

S'il y a lieu, le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension et le rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles 10.2 et 10.4 s'appliquent

Structure du tarif M

La structure du tarif mensuel M pour un abonnement annuel est la suivante :

14,43 \$ le kilowatt de puissance à facturer, plus

4,97 ¢ le kilowattheure pour les 210 000 premiers kilowattheures, et

3,69 ¢ le kilowattheure pour le reste de l'énergie consommée.

Le montant mensuel minimal de la facture est de 12,33 \$ lorsque l'électricité livrée est monophasée ou de 36,99 \$ lorsqu'elle est triphasée.

S'il y a lieu, le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension et le rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles 10.2 et 10.4 s'appliquent

Il apparaît en effet, que la structure du tarif M est beaucoup plus avantageuse pour les clients que celle du tarif G.

On peut donc envisager que le passage des clients du tarif G au tarif M peut leur permettre de réduire leur facture globale, même si leur consommation est plus élevée.

³⁹ B-0031, page 16

⁴⁰ B-3980-2016, B-0207, page 34 et page 40

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

Dans les circonstances, étant donné qu'environ 60 % des lettres d'intention émanent de clients au tarif G et que, pour la majorité de ces clients, la conversion à l'électricité de leurs procédés de chauffe devrait se traduire par un passage au tarif M, il faut analyser l'impact de ces clients sur la rentabilité du Programme.

Selon notre compréhension cet impact n'a pas été considéré dans les analyses du Distributeur.

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose une analyse de l'impact du passage de clients au tarif G vers le tarif M sur la rentabilité du Programme.

De plus les intervenants recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie de fournir un appui financier à ces clients.

7. CONTRATS SPÉCIAUX

Le Distributeur mentionne que les projets provenant des clients assujettis aux contrats spéciaux seront analysés individuellement afin de s'assurer qu'ils satisfont au critère de rentabilité (TNT positif).⁴¹ En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur précise les conditions relatives à cette analyse individualisée. Il mentionne :

L'offre du Distributeur pour les clients avec contrats spéciaux sera faite après analyse du projet au moyen du test de neutralité tarifaire, réalisé sur la base du tarif réglementé auquel seraient assujetties les ventes additionnelles pour ce client. Si le projet est rentable pour le Distributeur, l'ensemble des modalités du Programme s'appliqueront.

Le calcul de la consommation d'électricité admissible pour les projets soumis par ces clients sera faite selon l'approche détaillée (section 3.2 du Guide du participant).⁴²

Selon les intervenants, il reste une ambiguïté dans les propos du Distributeur concernant le « tarif réglementé ». Est-ce que le Distributeur réfère au tarif spécial ou au tarif L qui est celui utilisé aux fins réglementaires de calcul du revenu requis lors de la fixation des tarifs ?

Selon les intervenants, le calcul des revenus relatifs au TNT doit utiliser le tarif L pour les clients soumis à des contrats spéciaux puisque, tout comme pour la consommation actuelle, le

⁴¹ B-0018, page 6

⁴² B-0022, page 6

Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

Distributeur reçoit une compensation pour la différence entre le tarif spécial et le tarif L. Ses revenus réels sont donc ceux résultant de l'application du tarif L et c'est ce qui doit le guider dans l'application du Programme.

8. CONCLUSIONS GÉNÉRALES

L'analyse de sensibilité des intervenants concernant le TP a fait ressortir la probabilité que l'appui financier au niveau proposé par le Distributeur ne soit pas nécessaire pour plusieurs clients, notamment les clients institutionnels. Il en résulte une forte probabilité d'un nombre indéterminé d'opportunistes.

L'analyse de sensibilité des intervenants concernant le TNT révèle que certains coûts doivent être inclus dans l'analyse de rentabilité, ce qui diminue grandement l'avantage économique présenté par le Distributeur. De plus, il a été démontré que le résultat du TNT est très sensible à une variation des coûts évités, notamment la disponibilité de l'électricité patrimoniale inutilisée durant les mois de chauffage, sur toute la période 2017-2027.

De la même façon, l'analyse de sensibilité des intervenants sur l'impact du Programme sur les revenus requis démontre une grande sensibilité à la variation de la disponibilité de l'électricité patrimoniale inutilisée. L'impact sur les revenus requis est majeur et il apparaît nécessaire que le Distributeur fournisse la garantie de cette disponibilité sur toute la période 2017-2027, particulièrement à compter de 2024.

Enfin, la présence d'une portion importante de clients au tarif G qui passeraient au tarif M suite au remplacement de leur système doit être prise en compte et l'impact de leur inclusion dans le calcul du TNT et de l'analyse financière doit être évalué. En effet, la rentabilité du Programme pourrait en être grandement affectée.

Le 19 juillet 2017.