

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

ARGUMENTATION DE L'AQCIE ET DU CIFQ

A. REMARQUES PRÉLIMINAIRES SUR LA NATURE DES PROGRAMMES COMMERCIAUX

- 1- Les intervenants croient qu'il est important de commenter la présentation que fait le Distributeur de ce programme et des outils qui devraient en évaluer la « rentabilité ».
- 2- Dans les premiers paragraphes de son argumentation, le Distributeur soutient qu'un tel programme commercial est similaire à un programme d'efficacité énergétique :

« 9. Il est utile de rappeler ce en quoi consiste un programme commercial, pour le Distributeur.

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

10. Il s'agit d'offrir un appui financier à la clientèle de façon à l'inciter à entreprendre une action ou adopter un comportement qui n'aurait pas eu lieu sans cet appui financier. Cela peut consister, par exemple, à mettre en place des mesures d'efficacité énergétique, par exemple installer des produits éconergétiques, tels des chaudières efficaces. Le remplacement de systèmes au combustible par d'autres fonctionnant à l'électricité répond également à cette définition.

11. En somme, bien que présentant certaines différences sur lesquels le Distributeur reviendra ci-après, un programme commercial comme le Programme présente d'importantes similarités avec les programmes en efficacité énergétique, dont ceux du PGEÉ. »

- 3- Nous soumettons que cette assimilation est trompeuse.
- 4- Il est de l'essence même d'un programme d'efficacité énergétique de viser à DIMINUER la consommation totale d'électricité. Dans le cas où la distribution d'électricité a un coût marginal supérieur au coût moyen, on trouve même un avantage économique à diminuer cette consommation en sus des motifs sociaux et environnementaux qui auraient pu motiver la mise en place de tels programmes de gestion de la demande.
- 5- Au contraire des programmes d'efficacité énergétique, un programme commercial au sens de l'article 74 de la *Loi sur la Régie* vise à AUGMENTER les ventes. On cherchera à augmenter les ventes afin de récupérer le revenu requis pour rendre le service réglementé sur un plus grand nombre d'unités, entraînant conséquemment une baisse des tarifs pour l'ensemble des consommateurs. Un programme commercial au sens de la loi doit donc résulter, à terme, en des bénéfices pour l'ensemble de la clientèle et non seulement pour le Distributeur.
- 6- On constate que dans leur essence même, les programmes d'efficacité énergétique et les programmes commerciaux répondent à des impératifs et des objectifs opposés qu'il faut avoir à l'esprit au moment d'appliquer les tests de rentabilité appropriés.
- 7- Or, en l'instance, le Distributeur reconnaît que les tarifs seront plus élevés pour tous après la huitième année. Ce n'est pas l'objectif d'un programme commercial au sens de l'article 74 de voir les tarifs de tous baisser pour 7 ans pour ensuite les voir augmenter à compter de la huitième année. À titre de comparaison, les programmes commerciaux de Gaz Métro (par exemple, les PRC et les PRRC) ont été justifiés sur la base que les tarifs de tous seront plus bas après un certain nombre d'années malgré l'ajout de coûts à court terme (les montants d'aide financière et subventions), et ce, en raison de l'ajout de consommation

pour plus d'années que le temps requis pour récupérer les aides financières ayant entraîné cet ajout de consommation.

- 8- En somme, le Distributeur propose ici des baisses tarifaires à court terme, mais des hausses à long terme. Sans se prononcer à savoir si une telle proposition pourrait être justifiable pour des raisons sociales et environnementales pour des programmes d'efficacité énergétique, elle ne l'est certainement pas pour des programmes commerciaux au sens de l'article 74.
- 9- Comme cela est mentionné en introduction à leur mémoire révisé, l'AQCIE et le CIFQ, par leur intervention, voulaient s'assurer que le Programme proposé par le Distributeur soit efficient pour augmenter les ventes, que les industriels qu'ils représentent aient, le cas échéant, un accès réel au Programme et que son déploiement éventuel n'ait 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.

B. LE TEST DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE (TNT)

- 10- Dans leur mémoire, les intervenants ont identifié plusieurs préoccupations concernant la rentabilité du Programme pour le Distributeur, telle qu'évaluée par le TNT, et ont suggéré que des assurances soient fournies à la Régie à cet égard par le Distributeur.
- 11- Malheureusement, les informations supplémentaires fournies ensuite par le Distributeur en réponse à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie n'ont pas apporté de réponse adéquate à ces préoccupations. Il en est de même des informations fournies dans l'argumentation du Distributeur

B.1 Augmentation de la facture de transport

- 12- Selon l'évaluation du Distributeur, le résultat du TNT lui est favorable puisqu'il dégage une VAN de 15,696 M\$ actualisés de 2017. Cette valeur correspond à 6,04% des revenus additionnels ou à 6,42% des coûts.
- 13- Cependant, cette évaluation ne prend pas en considération l'augmentation de la facture pour le service de transport de la charge locale.

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

- 14- Les intervenants ont évalué que l'augmentation des besoins en puissance de la charge locale (110 MW) résultant du Programme entraîne inévitablement une augmentation de la facture de transport de 0,929 M\$ par année. Cette facture est une des composantes directes des revenus requis du Distributeur et cette augmentation constitue donc un coût directement relié au Programme.
- 15- En réponse à une demande de renseignements de la Régie (B-0043, page 27), le Distributeur mentionne :
- « Nonobstant le fait que les coûts évités de transport et de distribution soient considérés ou non, il n'y a pas lieu, dans toute analyse économique, d'introduire de notion de coûts moyens, comme le fait l'intervenant en estimant l'impact sur la facture de la charge locale.*
- Le Distributeur souligne que les analyses économiques de ses programmes commerciaux n'intègrent jamais d'impact sur la facture de transport de la charge locale. Par exemple, dans le cas des interventions en efficacité énergétique, et suivant la logique de l'intervenant, le Distributeur devrait créditer à ces programmes une réduction de la facture de la charge locale. Or, le Distributeur n'a jamais procédé ainsi et considère qu'il ne doit pas le faire. La même logique prévaut dans le cadre de l'analyse du Programme.»*
- 16- D'une part, l'évaluation des intervenants n'introduit pas des coûts moyens, comme le mentionne le Distributeur, mais mesure le coût marginal d'une augmentation de la demande en puissance de la charge locale. Les intervenants appliquent intégralement la méthodologie autorisée par la Régie dans les dossiers tarifaires du Transporteur.
- 17- D'autre part, le fait que le Distributeur n'aurait jamais intégré l'impact de la facture de transport dans l'analyse de ses programmes commerciaux n'est pas une justification qui doit être retenue. En effet, pour bien évaluer la rentabilité d'un programme, il faut intégrer tous les coûts et tous les bénéfices. Le fait que l'impact de la facture de transport aurait été ignoré dans les analyses antérieures du Distributeur constituait une erreur et rien ne justifie de perpétuer cette erreur.
- 18- Le Programme provoque une augmentation réelle de la facture de transport et ce coût supplémentaire doit obligatoirement être intégré à l'évaluation du TNT. Les intervenants ont évalué ce coût à 7,088 M\$ actualisés à l'année 2017 pour la période d'analyse de 10 ans.

-
- 19- Ainsi, le résultat du TNT devient 8,61 M\$ (15,696 M\$ – 7,088 M\$), ce qui correspond à 3,31% des revenus additionnels ou à 3,42% des coûts. Nous soumettons que ces pourcentages montrent la fragilité de la rentabilité du Programme puisqu'une diminution des revenus de plus que 3,31% ou une augmentation des coûts de plus que 3,41% sur la période de 10 ans rend le Programme non rentable.

B.2 Impact sur les réseaux

- 20- Selon le Distributeur, son réseau a généralement une marge suffisante pour accueillir des charges additionnelles de l'envergure de celles prévues au Programme. Selon lui, cela le justifie de ne pas inclure de coûts évités de réseau dans son évaluation du TNT.
- 21- Nous soumettons que l'utilisation de cette marge a un coût puisqu'elle ne sera plus disponible pour d'autres besoins supplémentaires à venir. Il faudra alors réaliser des investissements qui n'auraient pas été nécessaires si la marge n'avait pas été accaparée par les besoins additionnels du Programme.
- 22- Il s'agit du concept même du coût évité qui permet d'allouer le coût équitablement entre les projets requis pour l'augmentation des besoins. La méthodologie du coût évité fait l'hypothèse que le réseau est en équilibre et que toute variation des besoins aura un impact qui nécessitera des ajustements immédiatement ou dans un futur plus ou moins rapproché. Le coût évité est exprimé en \$/kW-an.
- 23- L'exemple de l'analyse de l'abrogation du tarif DT réalisée par le Distributeur permet d'illustrer l'utilisation du coût évité de réseau. L'impact de chaque client au tarif DT est d'environ 5 kW et le Distributeur aurait pu facilement présumer que la marge du réseau est suffisante pour accueillir une telle charge. (Voir à cet égard R-3986-2016, HQD-3, document 3, page 4 : il y a 111 300 clients au tarif DT et l'effacement à la pointe est de 570 MW, soit un effacement moyen de 5,12 kW par client.). Cependant, comme le mentionnent les intervenants aux pages 12 et 13 de leur mémoire révisé, le coût évité de « Transport-charge locale » et le coût évité de « Distribution » ont été inclus dans l'analyse visant à établir la rentabilité de l'abrogation du tarif DT.
- 24- Dans le cas du Programme, en supposant un facteur d'utilisation de 35% (340 GWh/ (8760 heures * 110 MW)), et en utilisant la consommation attendue de chacun des cas types présentée à la page 10 de B-0013, la capacité additionnelle prévue est de 84 kW, 101 kW, 203 kW et 257 kW respectivement pour les 4 cas types utilisés par le Distributeur.

- 25- On peut donc constater que l'impact de chaque client participant au Programme est beaucoup plus élevé que l'impact unitaire des clients au tarif DT et que l'utilisation de la marge sera localement plus grande.
- 26- Ainsi, selon les intervenants, l'utilisation de la marge des réseaux a un coût et celui-ci doit être pris en compte dans l'évaluation du TNT en toute cohérence avec ce qui a été fait dans le cas de l'évaluation relative à l'abrogation du tarif DT.
- 27- Dans leur mémoire, les intervenants évaluent le coût évité de réseaux à 59,6 M\$ (actualisé de 2017), ce qui rend le TNT fortement négatif.

B.3 Sensibilité des coûts évités en énergie

- 28- Dans leur mémoire, les intervenants présentent divers scénarios montrant l'impact de la proportion d'électricité patrimoniale inutilisée pour la détermination du coût évité en énergie et concluent que cette proportion a un impact majeur sur la rentabilité du Programme telle qu'évaluée par le TNT.
- 29- Les intervenants constatent que la quantité annuelle d'énergie inutilisée est importante sur toute la période. Cependant, étant donné que celle-ci se retrouve principalement en période de faible consommation (période estivale), il y a un risque que cette énergie inutilisée ne soit pas disponible sur toute la période d'analyse durant les mois où sont concentré les besoins de chauffage, soit en période hivernale et aussi durant les mois de novembre et avril.
- 30- Il est à noter que ce risque pourrait augmenter en fonction du succès qu'aurait l'unité de Commercialisation du Distributeur pour augmenter les ventes, car chaque augmentation des ventes diminue la disponibilité d'électricité patrimoniale inutilisée.
- 31- L'analyse des intervenants démontre que la rentabilité du Programme est très sensible à la disponibilité d'une énergie à faible prix. Cela constitue un risque réel puisque la quantité est limitée. D'ailleurs, au tableau 8.2A présenté à la page 23 de la réponse du Distributeur à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie (B-0043), on peut constater que la valeur actuelle nette est négative (-24,175 M\$) lorsque l'analyse est faite sur 20 ans. Cela reflète une situation où il n'y a plus d'énergie patrimoniale disponible à partir de l'année 2028.

- 32- Une analyse sur 10 ans montre un gain de 15, 696 M\$, mais une analyse sur 20 ans montre une perte de 24,175 M\$. Il faut donc anticiper que les clients du Distributeur devront assumer une forte augmentation des revenus requis à partir de l'année 2028.
- 33- À la page 24 de sa réponse à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie (B-0043), le Distributeur présente le tableau R-8.2B qui montre le résultat d'une analyse sur 20 ans en utilisant les coûts évités du nouveau dossier tarifaire (R-4011-2017). On peut constater que le résultat est très légèrement positif pour l'ensemble de la période, mais très négatif à partir de l'année 2028. Il est à signaler cependant que ces nouveaux coûts évités n'ont pas été autorisés par la Régie puisque le dossier est en cours.

C. LE TEST DU PARTICIPANT (TP) ET LES OPPORTUNISTES

- 34- Dans leur mémoire révisé, les intervenants présentent leur analyse du TP et s'interrogent sur la nécessité d'un appui financier à la hauteur de celui proposé (C-AQCIE-CIFQ-011, page 7), notamment dû au fait que l'évaluation du TP réalisée par le Distributeur ne prend pas en considération le coût de réhabilitation que les clients devraient encourir s'ils ne participaient pas au Programme. Il s'agit d'un cadre différent de celui des programmes d'efficacité énergétique, et il n'est pas démontré que les conclusions tirées de ceux-ci sont valables et peuvent être transposées pour le Programme.
- 35- De plus, dans leur mémoire révisé, les intervenants soulignent (page 7) une information fournie par le Distributeur qui indique que « *plusieurs commissions scolaires et municipalités désirent procéder à la conversion de leurs équipements, compte tenu notamment de leurs intentions et engagements en matière de réduction de leur empreinte environnementale* ».
- 36- À la page 21 du document B-0022, le Distributeur indique que 35% des ventes additionnelles prévues concernent des écoles primaires et 50% concernent des édifices à bureaux. Dans ce dernier cas, il y a certainement une forte proportion de clients institutionnels. Considérant ces proportions, les intervenants soumettent qu'il y a une forte probabilité de présence d'un nombre important d'opportunistes, soit de clients qui décideraient de toute façon de convertir leur système de chauffage à l'électricité plutôt que de réhabiliter leur système au mazout, pour des raisons environnementales notamment.

- 37- En réponse à une demande de renseignements de la Régie concernant les opportunistes (B-0043, page 4), le Distributeur réfère aux entreprises qui doivent choisir entre plusieurs investissements en compétition sur le plan économique, mais il ne fait pas mention du cas des clients institutionnels qui ont des préoccupations et des objectifs différents de ceux des entreprises. Par contre, en argumentation, le Distributeur évoque la possibilité que les clients institutionnels soient également soumis à des choix d'investissements, mais ne fait pas état de leur priorité concernant leurs intentions et leurs engagements en matière de réduction de leur empreinte environnementale.
- 38- Les intervenants soumettent qu'il existe une quantité importante d'opportunistes potentiels, lesquels pourraient rendre le Programme non rentable pour le Distributeur.

D. CLIENTS AU TARIF G

- 39- Dans leur mémoire, les intervenants soulignent une information du Distributeur à l'effet qu'environ 60% des lettres d'intentions émanent de clients au tarif G et que, pour la majorité de ceux-ci, la conversion à l'électricité de leur procédé de chauffe devrait se traduire par un passage au tarif M, un tarif plus avantageux pour eux.
- 40- Compte tenu de cette information, les intervenants ont conclu à la nécessité d'analyser l'impact de la participation de ces clients sur la rentabilité du Programme.
- 41- À la page 31 de sa demande de renseignements numéro 2 (B-0043), la Régie a demandé une telle évaluation :

« 11.1 Veuillez démontrer la rentabilité du Programme relative à une conversion d'un client au tarif G qui, suite à la conversion, passerait au tarif M. La rentabilité devrait être démontrée en comparant les coûts additionnels (approvisionnements et appuis financiers) et les revenus additionnels nets (incluant la diminution du tarif qui s'applique à la consommation initiale du client). »

- 42- En réponse à cette demande, le Distributeur mentionne :

« D'emblée, le Distributeur souligne qu'une des prémisses à la base du raisonnement de l'intervenant est fautive, à savoir qu'« 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. » En effet, même si on pouvait imaginer un cas théorique où une très légère augmentation de la consommation permettrait à un client de passer du tarif G au tarif M et voir sa facture globale réduite, la probabilité

d'occurrence d'une telle situation est en réalité très faible. Ceci est particulièrement vrai dans le cas du Programme, où les volumes additionnels visés sont importants puisqu'il s'agit en général de chauffage des espaces.

Les coûts évités et les revenus additionnels à la suite de la conversion d'un client passant du tarif G au tarif M serait déterminés selon la même méthodologie, soit à la marge, qu'un client déjà au tarif M. Le postulat que les revenus additionnels de ce client seraient légèrement moindres ne pourrait aucunement impliquer que la conversion ne serait pas rentable pour le Distributeur, ni que la participation de ce type de client pourrait fragiliser la rentabilité globale du Programme. »

- 43- Les intervenants soumettent que le Distributeur fait là des affirmations générales, mais ne présente aucune évaluation ni démonstration relativement à la diminution ou au maintien des revenus additionnels attribuables au passage des clients du tarif G au tarif M suite à leur participation au Programme.
- 44- Par ailleurs, le Distributeur mentionne (B-0043, page 31) qu'il « *s'est assuré de la rentabilité de chacun des cas types analysés* ». Les intervenants comprennent qu'il s'agit des quatre cas types mentionnés dans la preuve du Distributeur mais que le cas des clients au tarif G n'a pas été évalué.
- 45- Comme mentionné plus haut, une diminution des revenus de plus que 3,31% rend le Programme non rentable pour le Distributeur. Dans ce contexte, étant donné que 60% des lettres d'intention proviennent de clients au tarif G, il y avait lieu d'évaluer l'impact de la participation de ces clients sur la rentabilité du Programme, ce qui n'a pas été fait.

E. LE COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE.

- 46- En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur mentionne :

« Les hypothèses énoncées dans le préambule (ii) sont celles utilisées par le Distributeur. La méthode de calcul appliquée semble la même que celle du Distributeur pour les années 2017 à 2027, les flux étant identiques. Au-delà de cette période, la méthode appliquée par la FCEI, soit une multiplication du coût évité de puissance par 110 MW, conduit à une surestimation des coûts évités. » (B-0043, page 23)

- 47- L'affirmation du Distributeur à l'effet qu'une multiplication du coût évité de puissance par 110 MW conduit à une surestimation des coûts évités est inexplicable, car il va de soi que le

coût évité de puissance correspond à la puissance additionnelle résultant du Programme multipliée par le coût évité unitaire de puissance.

- 48- À la page 9 du document B-0037, on peut constater que le coût évité de puissance est exprimé en cent/kWh en divisant la valeur unitaire de puissance par le nombre d'heures des mois d'hiver (2 904 heures). Par la suite ce coût unitaire en cent/kWh est multiplié par un facteur (73,4%) correspondant à la proportion de la consommation en hiver (page 10). Ce dernier coût unitaire est multiplié par l'énergie additionnelle pour obtenir le coût évité de puissance. Il en résulte que ce coût évité en puissance correspond à 78% du coût évité en puissance calculé directement en utilisant le coût évité unitaire de puissance (20,8 \$/kW en 2018) multiplié par la puissance additionnelle due au Programme. Les deux méthodes de calcul sont illustrées ci-dessous pour l'année 2018.

Calcul du coût évité en puissance selon la méthodologie du Distributeur :

$$20,8\$/kW / 2\,904\text{heures}^* \cdot 734 \cdot 340\,000\text{ MWh} = 1\,787,5\text{ K\$}$$

Calcul du coût évité en puissance effectué directement :

$$20,8\$/kW \cdot 110\text{ MW} = 2\,288\text{ K\$}.$$

- 49- Nous soumettons qu'il y a une incohérence entre les deux calculs. La méthodologie utilisée par le Distributeur, qui devrait permettre d'exprimer le coût évité en puissance en termes d'énergie ne devrait pas modifier le coût évité en puissance tel que calculé directement.
- 50- Nous soumettons que l'impact de cette différence est important et qu'en l'absence de justification de la part du Distributeur, son analyse économique doit être écartée, notamment pour ce motif.

F. CONCLUSIONS

- 51- L'AQCIE et le CIFQ soumettent que l'évaluation du TNT réalisée par le Distributeur
- omet certains coûts importants, notamment l'augmentation de la facture de transport et les coûts évités de réseaux;
 - est très sensible à la valeur des coûts évités;
 - ne prend pas en considération un nombre potentiellement important d'opportunistes;

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

- ne prend pas en considération une diminution potentiellement importante des revenus due aux clients du tarif G qui passent au tarif M suite à leur participation au Programme;
 - utilise un coût évité de puissance sous-évalué.
- 52- De plus, une analyse du Programme sur une période de 20 ans montre que le résultat du TNT devient négatif. Cela reflète une situation où il n'y a plus d'énergie patrimoniale disponible à partir de l'année 2028 et montre bien la sensibilité du Programme à la disponibilité de cette énergie à faible coût.
- 53- L'AQCIE et le CIFQ soumettent que la mise en place du Programme aurait un impact global à la hausse sur les revenus requis du Distributeur et donc sur les tarifs. C'est pourquoi les intervenants recommandent à la Régie de ne pas autoriser le Programme selon les modalités proposées actuellement et de disposer de manière conséquente des sommes portées au CER autorisé par la décision D-2017-037.

Lévis, le 6 septembre 2017

(s) Pierre Pelletier

**Me Pierre Pelletier,
Procureur de l'AQCIE et du CIFQ**