

COMPLÉMENT DE PREUVE

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	5
1. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE	5
2. NATURE DU PROGRAMME	5
3. MODALITÉS DE PARTICIPATION	6
3.1. Participants admissibles	6
3.2. Projets admissibles	6
4. APPUI FINANCIER	7
4.1. Sommaire	7
4.2. Calibrage de l'appui financier	7
4.3. Dépenses admissibles	9
4.4. Obligation minimale annuelle	9
4.5. Ajustement des modalités du Programme	10
5. OBJECTIFS ET BUDGETS ANNUELS	11
5.1. Objectifs	11
5.2. Budget	12
6. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE	12
6.1. Hypothèses	14
6.2. Analyse économique	17
6.3. Analyse financière	18
6.4. Analyse de sensibilité	19
7. FACTEURS DE SUCCÈS DU PROGRAMME	20
8. AUTRES CONSIDÉRATIONS	21
8.1. Biénergie résidentielle	21
8.2. Bilan en puissance	21
9. TRAITEMENT COMPTABLE	21
ANNEXE A : TABLEAU DE CONCORDANCE	23

LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES

Tableau 1 : Coût du capital prospectif	14
Tableau 2 : Prévion des hausses des prix du mazout	15
Tableau 3 : Coûts évités	16
Tableau 4 : Calcul du TNT	17
Tableau 5 : Calcul du TP	17
Tableau 6 : Analyse financière	18
Tableau 7 : Analyse financière avec un amortissement sur cinq ans de l'appui financier	19
Tableau 8 : Sensibilité du TNT à l'écrêtement des clients	20
Figure 1 : Hausse relative des prix de l'électricité et du mazout	15

AVANT-PROPOS

1 Le 18 mai 2017, une rencontre préparatoire a été tenue dans le cadre du présent dossier.
2 Cette rencontre visait notamment à indiquer au Distributeur les informations additionnelles
3 requises aux fins de l'analyse du dossier.

4 Le Distributeur fournit dans la présente pièce les réponses aux différentes questions posées
5 au cours de cette rencontre. Pour plus de clarté et considérant la similitude de certaines
6 questions, l'information est regroupée selon les thèmes abordés et en respectant la structure
7 de la pièce HQD-1, document 1¹. Le Distributeur s'est assuré que toutes les questions
8 posées, tant par la Régie que les intervenants, aient été couvertes. Un tableau de
9 concordance, à l'annexe A, permet de localiser l'information.

1. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

10 Comme mentionné à la pièce HQD-1, document 1, le programme Conversion à l'électricité
11 (le Programme) s'inscrit dans le contexte de la Politique énergétique 2030 du gouvernement
12 du Québec, qui vise notamment à encourager la transition vers une économie à faible
13 empreinte de carbone.

14 Bien que le Distributeur n'ait fixé aucune cible de réduction de gaz à effet de serre, l'atteinte
15 des objectifs prévus pour les deux premières années d'opération du Programme devrait
16 générer une réduction des émissions de l'ordre de 110 000 tonnes de CO₂.

Prévision de la demande

17 Le Distributeur précise que dans le *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, la prévision des
18 ventes pour les secteurs commercial, institutionnel et industriel s'appuie, entre autres, sur les
19 perspectives économiques. Une partie de la croissance des ventes de ces secteurs pourrait
20 notamment provenir du tarif de développement économique.

21 Le Distributeur confirme que cette prévision des ventes inclut celles à Rio Tinto.

2. NATURE DU PROGRAMME

22 Aucune information complémentaire n'a été demandée pour cette section.

¹ B-0013.

3. MODALITÉS DE PARTICIPATION

3.1. Participants admissibles

Contrats spéciaux

1 Les projets de clients assujettis aux contrats spéciaux sont admissibles au Programme. Ces
2 projets seront analysés individuellement afin de s'assurer qu'ils satisfont au critère de
3 rentabilité (TNT positif).

Clients des réseaux municipaux

4 Comme indiqué à la section 2.1 du *Guide du participant*² (le Guide), l'admissibilité des clients
5 d'un réseau municipal est conditionnelle à la conclusion d'une entente à cet effet entre ce
6 réseau et le Distributeur. De telles ententes n'existent pas pour le moment.

7 Afin d'assurer le respect de l'obligation minimale annuelle de consommation (OMA), les
8 éventuelles ententes avec les réseaux municipaux devront stipuler que le Distributeur aura
9 accès aux données de facturation annuelles des clients participants pour une période de cinq
10 ans suivant la date de confirmation de fin de travaux. La méthode de calcul de l'OMA sera la
11 même que pour les clients du Distributeur, soit celle prévue au Guide.

12 Par ailleurs, bien que les clients des réseaux municipaux ne soient pas admissibles au
13 programme *GDP Affaires*, ce n'est pas le cas des réseaux municipaux. Ces derniers peuvent
14 donc participer à ce programme afin de mitiger l'impact de la pointe de leurs clients, comme
15 certains l'ont fait au cours de l'hiver 2016-2017. Certains réseaux municipaux implantent
16 également des moyens de gestion de la pointe chez leurs clients.

3.2. Projets admissibles

17 Le choix de conserver les équipements au combustible revient aux clients. Toutefois, le
18 Distributeur souligne que, puisque les clients participants ont une OMA sur une période de
19 cinq ans, ces équipements au combustible ne devraient être utilisés qu'à des fins de gestion
20 de pointe. Dans le cas contraire, les clients pourraient ne pas être en mesure de respecter
21 leurs obligations.

22 L'appui financier n'est pas directement influencé par le fait que les clients choisissent ou non
23 de conserver leurs équipements au combustible. Toutefois, l'absence de coûts de
24 démantèlement vient évidemment réduire le plafond de l'appui financier, puisque celui-ci est
25 établi sur 75 % des dépenses admissibles³.

26 Par ailleurs, une utilisation des équipements en mode biénergie est possible pour les clients
27 participant au Programme. Toutefois, puisque les clients reçoivent un appui financier basé
28 sur la nouvelle consommation électrique prévue, ceux qui choisissent d'utiliser une autre

² Annexe A de la pièce HQD-1, document 1.

³ Section 3.3 du Guide.

1 source durant certaines périodes obtiendront un appui financier inférieur à ceux qui
2 convertissent leurs équipements en totalité.

3 Par contre, les clients qui utilisent leurs équipements au combustible afin de participer au
4 programme *GDP Affaires* pourront également recevoir un appui financier dans le cadre de ce
5 programme. Dans ce cas, le projet de conversion devrait être plus rentable pour ces clients
6 qu'un projet où il y aurait une conversion totale à l'électricité, sans participation au
7 programme *GDP Affaires*.

Équipements électriques efficaces

8 Le coût d'investissement associé à des équipements électriques de chauffage plus
9 performants (par exemple, des thermopompes air-air ou des systèmes géothermiques) est
10 souvent plus important que pour des équipements conventionnels. Or, la consommation
11 électrique admissible (CÉA) de projets comprenant de tels équipements performants sera
12 forcément inférieure à celle d'équipements conventionnels, ce qui réduira l'appui financier
13 auquel auront droit les clients. Toutefois, ces équipements performants sont admissibles à
14 un appui financier dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique du Distributeur, ce
15 qui permet de supporter une partie des coûts additionnels associés à ces équipements.

16 De même, l'OMA n'est pas un frein à la mise en place d'équipements performants,
17 puisqu'elle est basée sur la consommation additionnelle due à leur présence.

18 La complémentarité du Programme et des mesures de soutien à l'efficacité énergétique du
19 Distributeur, conjuguée à la réduction des coûts d'énergie pour le client découlant de l'usage
20 d'équipements performants, favorise donc l'installation de tels équipements. Le Distributeur
21 apportera tout son support aux clients souhaitant installer des équipements électriques plus
22 efficaces afin de faciliter leur participation aux différents programmes.

4. APPUI FINANCIER

4.1. Sommaire

23 Comme mentionné à la pièce HQD-1, document 1, l'appui financier tient compte des
24 sommes reçues d'autres organismes pour le même projet, le cas échéant. L'apport de
25 montants provenant du Fonds vert au soutien de tels projets est du ressort de Transition
26 énergétique Québec (TÉQ). Des échanges sont prévus entre TÉQ et le Distributeur dans le
27 contexte de la mise en place de cet organisme.

4.2. Calibrage de l'appui financier

28 Les cas types représentent des clients assujettis au tarif M. Comme mentionné à la pièce
29 HQD-1, document 1, ces cas types sont représentatifs de la majorité des clients susceptibles
30 de participer au Programme.

1 Les paramètres utilisés pour calculer les taux de conversion des sources d'énergie sont
2 présentées à la section 3.1.2 du Guide. Le pouvoir calorifique des différents combustibles
3 correspond à celui présenté au tableau *Facteurs d'émission et de conversion*, publié sur le
4 site Internet de TÉQ⁴. Quant aux hypothèses d'efficacité de combustion saisonnière, elles
5 tiennent compte de l'âge des équipements du marché visé (technologies et contrôles moins
6 performants) et de leur désuétude.

Autres catégories tarifaires

7 Puisque la participation des clients assujettis à d'autres tarifs que le tarif M devrait être
8 marginale, l'impact de ces clients sur la rentabilité globale du Programme ne serait pas
9 significatif.

10 Il est plus difficile d'établir des cas types pour des clients au tarif L, compte tenu de la grande
11 diversité des procédés industriels. Toutefois, le ratio entre la consommation et le montant de
12 l'investissement est généralement plus important pour les équipements industriels que pour
13 les équipements de chauffage des bâtiments, compte tenu de leur plus grand nombre
14 d'heures d'utilisation. En conséquence, pour les procédés industriels, l'appui financier atteint
15 généralement le plafond de 75 % des dépenses admissibles. Ceci a pour effet de réduire
16 l'appui financier unitaire, exprimé en ¢/kWh. Quelques simulations ont été réalisées et ont
17 permis de confirmer cette hypothèse. On peut donc en conclure que la participation de
18 clients au tarif L aurait un effet positif sur la rentabilité globale du Programme, et ce, même si
19 le revenu unitaire de ces clients est généralement inférieur à celui au tarif M.

20 Quant aux clients au tarif G, une analyse de leur situation est peu pertinente puisqu'après la
21 conversion des équipements de chauffage, la majorité de ces clients seront assujettis au
22 tarif M. Toutefois, même en étant assujettis au tarif G, considérant que le revenu unitaire de
23 ces clients serait supérieur à celui du tarif M, leur participation au Programme serait
24 également rentable pour le Distributeur.

Uniformité de l'appui financier

25 Les règles de calcul de l'appui financier sont les mêmes, quel que soit le tarif auquel sont
26 assujettis les clients participants.

27 Cette approche vise à maximiser le taux de participation au Programme grâce à la simplicité
28 de ses modalités, et ce, tant pour les clients que pour les partenaires du marché qui
29 effectuent les études technico-économiques et font la promotion des projets auprès des
30 clients. Une telle approche présente aussi l'avantage de simplifier le traitement des projets
31 par le Distributeur, réduisant ainsi les délais et les coûts d'exploitation associés.

32 La simplicité des modalités des programmes est un des éléments les plus importants
33 permettant de maximiser le taux de participation et la satisfaction des clients et partenaires

⁴ http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/Facteurs_emissions.pdf

1 du Distributeur. Cet élément a été relevé à de multiples reprises dans les divers rapports
2 d'évaluation des programmes commerciaux du Distributeur au cours des années⁵.

3 Par ailleurs, comme mentionné à la pièce HQD-1, document 1, les périodes de retour sur
4 l'investissement (PRI) varient selon le type de clients, et ce, bien que les modalités de calcul
5 de l'appui financier soient les mêmes. Le Distributeur réitère que les PRI obtenues sont
6 conformes à celles visées. De son expérience, acquise au cours des nombreuses années
7 d'activité de ses programmes commerciaux, des PRI supérieures auraient pour effet de
8 compromettre la participation au Programme et l'atteinte des objectifs.

4.3. Dépenses admissibles

9 L'appui financier est basé sur les coûts totaux admissibles et non pas l'écart par rapport à
10 une autre solution. Le Distributeur ne peut présumer des choix d'investissement des clients
11 en l'absence d'une participation au Programme.

12 Par ailleurs, les dépenses admissibles incluent le démantèlement des équipements
13 fonctionnant au combustible. Afin de favoriser la conversion à l'électricité, le Programme doit
14 supporter les clients qui désirent se départir de leurs équipements fonctionnant au
15 combustible, notamment pour des raisons techniques (gain d'espace) ou environnementales.

16 Cette approche n'est pas incompatible avec l'encouragement à la gestion de la pointe que
17 met de l'avant le Distributeur ni un frein à la participation des clients au programme
18 *GDP Affaires*. Les clients peuvent notamment mettre en œuvre des stratégies de contrôle de
19 leurs équipements de chauffage, ventilation et conditionnement de l'air ou utiliser leurs
20 groupes électrogènes. Plusieurs clients participant au programme *GDP Affaires* ont d'ailleurs
21 recours à de telles stratégies.

4.4. Obligation minimale annuelle

Période

22 Le Distributeur considère qu'un traitement annuel de l'OMA ne serait pas approprié, car il
23 pourrait pénaliser injustement plusieurs clients. En effet, la consommation des clients est
24 fortement influencée par des facteurs sur lesquels les clients ont peu ou pas de contrôle, tels
25 les conditions climatiques, certains facteurs relatifs à l'exploitation des bâtiments (par
26 exemple, le taux d'occupation des espaces) ou encore la production dans le cas des
27 industries.

28 Une analyse sur cinq ans permet de pallier en partie la variabilité annuelle de ces différents
29 facteurs. Au contraire, un traitement de l'OMA sur une base annuelle représenterait une
30 contrainte importante pour les clients, ce qui affecterait négativement la participation au

⁵ À titre d'exemple, voir le rapport d'évaluation du programme *Offre intégrée en efficacité énergétique – Systèmes industriels (OIEÉSI) – Années 2011 à 2013*, page 12 et le rapport d'évaluation du programme *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB) – Années 2011 à 2012*, page 11. Ces rapports sont disponibles sur le site de la Régie (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/suivi_HQD.html).

- 1 Programme, en plus d'engendrer une hausse importante des coûts de suivi des différents
2 projets pour le Distributeur.
- 3 Le Distributeur rappelle qu'une vérification annuelle de certains projets sera effectuée afin de
4 mitiger son risque, comme mentionné à la pièce HQD-1, document 1.

Pénalités

- 5 Aucune pénalité n'est prévue en cas de non-respect de l'OMA. Cependant, comme indiqué à
6 la pièce HQD-1, document 1, les clients devraient dans ce cas rembourser une partie de
7 l'appui financier reçu, sur la base de la perte de revenus du Distributeur. Le détail de ce
8 calcul leur serait alors fourni.
- 9 Le mécanisme de récupération de l'appui financier en cas de non-respect de l'OMA est
10 identique à celui utilisé dans le cadre des autres programmes commerciaux du Distributeur.
11 À la suite de la réclamation du Distributeur, les clients devront lui faire parvenir un chèque au
12 montant de la somme à rembourser. Bien que les manquements aux modalités des
13 programmes de la part des clients soient rares, un tel processus de remboursement a déjà
14 été appliqué dans le cadre des programmes commerciaux existants.

Respect des Tarifs d'électricité et des Conditions de service d'électricité

- 15 Comme expliqué à la section 4.4 de la pièce HQD-1, document 1, l'OMA constitue un seuil
16 permettant d'assurer la rentabilité du Programme. Il ne s'agit pas d'une facturation minimale.
17 À nouveau, dans la mesure où les clients devaient avoir une consommation réelle inférieure
18 à l'OMA, c'est l'appui financier, en partie ou en totalité, que le Distributeur pourrait récupérer.
19 Dans tous les cas, les clients continuent d'être facturés en fonction de leur consommation
20 réelle.
- 21 Quant à la garantie financière mentionnée à l'article 6.4 e) du Guide, celle-ci correspond au
22 montant de l'appui financier et vise uniquement à garantir les obligations découlant du
23 Programme, notamment l'OMA. Elle n'est pas liée à l'abonnement des clients.

4.5. Ajustement des modalités du Programme

- 24 Le lancement du Programme a eu lieu le 1^{er} avril 2017 et l'offre commerciale est présentée
25 aux clients et intervenants externes. Les modalités sont présentées dans le Guide.
- 26 La section Portée du Guide du participant, à la page 4 du Guide, stipule clairement que le
27 Programme est sous réserve de l'approbation de la Régie et que les modalités sont sujettes
28 à modifications. Ceci inclut les paramètres de calcul de l'appui financier. Cependant, les
29 modalités indiquées dans le Guide s'appliquent aux projets dont la date de début des travaux
30 est antérieure à la date d'approbation de la Régie. La date de début des travaux correspond
31 à celle du premier contrat ou bon de commande relié au projet, comme indiqué à la
32 section 1 du Guide.

1 Hormis des modifications qui pourraient éventuellement découler de la décision de la Régie
2 dans le présent dossier, le Distributeur pourrait apporter d'autres ajustements aux modalités
3 du Programme après la première année d'exploitation.

4 Normalement, les modalités de programme sont revues annuellement, au besoin, afin de les
5 adapter à l'évolution des contextes économique, technique ou commercial du Distributeur,
6 des clients ou des intervenants du marché. Les modalités de participation auxquelles sont
7 soumis les clients sont celles en vigueur à la date de début des travaux, comme il est
8 d'usage pour les autres programmes commerciaux du Distributeur.

9 Le Distributeur évite d'ajuster les modalités de programme à une fréquence plus élevée
10 qu'annuellement. En effet, les démarches commerciales des partenaires auprès des clients
11 peuvent s'étendre sur plusieurs mois. Des changements trop fréquents aux modalités
12 compliqueraient indûment ces démarches en forçant des révisions des dossiers sous étude.
13 Ils nuiraient également à une bonne compréhension du Programme par le marché, ce qui
14 pourrait entraîner des conséquences commerciales négatives à la fois pour les partenaires et
15 les clients. Enfin, ils rendraient plus complexe la gestion du Programme pour le Distributeur,
16 ce qui exercerait une pression à la hausse sur les coûts de son exploitation.

17 Comme pour les programmes commerciaux actuels, les éventuels ajustements apportés aux
18 modalités seront indiqués à la Régie au moment de l'approbation annuelle du budget du
19 Programme, dans le cadre du dossier tarifaire du Distributeur.

5. OBJECTIFS ET BUDGETS ANNUELS

5.1. Objectifs

20 Le Distributeur rappelle que la présente demande vise la mise en œuvre du Programme pour
21 les deux premières années d'opération. Si le Programme devait se poursuivre au-delà de
22 cette période, une demande d'approbation à cet effet serait présentée à la Régie.

23 Le cas échéant, le Distributeur estime que les objectifs des années ultérieures pourraient
24 dépasser ceux de la seconde année présentés dans le présent dossier, soit
25 272 GWh/année. Toutefois, considérant la nouveauté du Programme, il est difficile pour le
26 moment de prévoir quelle serait sa vitesse de croisière. Le Distributeur sera davantage en
27 mesure d'évaluer les objectifs des années futures après la période initiale de
28 commercialisation, sur la base de la réaction du marché.

Propane

29 Comme mentionné à la pièce HQD-1, document 1, le Programme soutient la conversion à
30 l'électricité du mazout et du propane car la position concurrentielle de l'électricité est
31 avantageuse par rapport à ces deux combustibles⁶. En tenant compte du pouvoir calorifique

⁶ *A contrario*, le gaz naturel a été exclu puisque la position concurrentielle de ce combustible par rapport à l'électricité est peu susceptible de favoriser la participation des clients.

1 de ces deux combustibles, le coût d'énergie du propane est généralement supérieur à celui
2 du mazout. Les données relatives au prix du propane sur lesquelles repose cette analyse
3 sont disponibles sur le site du *Kent Group Ltd*⁷.

5.2. Budget

4 Comme indiqué à la section 1 de la pièce HQD-1, document 1, le Programme suscite un
5 grand intérêt de la part des clients. Entre son lancement le 1^{er} avril et le 5 juin 2017, une
6 cinquantaine de projets ont été reçus par le Distributeur.

7 Malgré tout, le Distributeur estime qu'un plafond absolu d'appui financier n'est pas requis. En
8 effet, les plus gros projets sont généralement réalisés par phases, lesquelles sont réparties
9 sur plusieurs années. Les budgets d'appui financier prévus au Programme sont adaptés à
10 cette réalité.

11 Si un projet majeur ayant un impact significatif sur le budget d'une année donnée était reçu,
12 le Distributeur pourrait imposer une limite au budget d'appui financier disponible pour cette
13 année. Dans ce cas, le paiement des sommes dues pour certains projets pourrait devoir être
14 reporté à l'année subséquente.

15 Toutefois, dans le cas où un dépassement du budget était anticipé, les règles internes
16 d'Hydro-Québec exigent l'obtention d'une nouvelle autorisation si les dépenses prévues
17 dépassent de 15 % le budget autorisé. Le cas échéant, le Distributeur en aviserait la Régie.

Coûts de démantèlement

18 Comme indiqué à la pièce HQD-1, document 1, le budget pour l'appui financier est le produit
19 du volume des ventes additionnelles prévues et de l'appui financier unitaire (15 ¢/kWh). En
20 conséquence, le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer la part de ce budget qui
21 serait attribuable à un élément de coût particulier, tel que les coûts de démantèlement. Le
22 Distributeur rappelle que l'appui financier est accordé de façon globale pour l'ensemble des
23 dépenses relatives à un projet, et non pour chacune d'entre elles.

6. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

Principes généraux

24 Le Distributeur désire rappeler quelques principes économiques et financiers et présenter à
25 nouveau les composantes des tests économiques, leur utilisation et le calcul des impacts
26 financiers.

27 Les tests économiques ont été utilisés par le Distributeur dans le cadre de nombreux
28 dossiers au cours des 15 dernières années. Ce sujet a fait l'objet de plusieurs rencontres et

⁷ <http://www.kentgroup ltd.com/>

1 discussions⁸ à la Régie, qui a déjà rendu plusieurs décisions quant à leur utilisation et les
2 résultats présentés. Le Distributeur présente des analyses économiques et financières tant
3 pour ses demandes d'autorisation de projets d'investissement que pour ses programmes
4 commerciaux en efficacité énergétique.

5 C'est dans ce contexte que le Distributeur réfère aux tests utilisés pour ses interventions en
6 efficacité énergétique dans le présent dossier pour présenter la rentabilité du Programme.
7 Ce dernier vise des ventes additionnelles et le principal, voire le seul critère décisionnel est
8 celui de sa rentabilité pour le Distributeur. Cette rentabilité permet d'assurer une pression à
9 la baisse sur les revenus requis, au bénéfice de la clientèle. Le fait que l'objet du Programme
10 ne soit pas le même que celui des interventions en efficacité énergétique ne remet pas en
11 question la pertinence des tests utilisés.

12 Les analyses économiques sont présentées sous la forme du test de neutralité tarifaire
13 (TNT) et du test du participant (TP). Ces deux critères mesurent, d'une part, l'impact net des
14 ventes additionnelles pour le Distributeur et, d'autre part, les économies nettes pour les
15 clients participants.

16 Le TNT et le TP reposent sur un calcul de la valeur actualisée nette (VAN) des flux
17 monétaires sur un horizon de temps déterminé. Dans le cas du Programme, cet horizon a
18 été établi à dix ans, à compter de la date de participation des clients au Programme, soit les
19 années 2017 et 2018.

20 Le calcul de la VAN permet de convertir en valeur présente tous les flux monétaires prévus
21 sur l'horizon analysé afin de tenir compte de la réduction de leur valeur à mesure de leur
22 éloignement dans le temps. Le taux d'actualisation permet ainsi d'exprimer les flux annuels
23 d'un projet dans une même unité de mesure, afin de les rendre comparables. Dans le cas
24 présent, ces flux sont ramenés à leur valeur en 2017.

25 De façon générale, les variables à considérer pour une analyse économique sont les flux
26 monétaires, soit les investissements, les dépenses et les revenus. Dans le cas du
27 Programme, les dépenses incluent l'appui financier, les coûts de commercialisation et les
28 coûts d'approvisionnement relatifs à la consommation additionnelle (en fonction des facteurs
29 d'utilisation). Les revenus sont calculés en fonction des revenus marginaux propres aux
30 charges électriques ajoutées.

31 L'analyse financière, quant à elle, transforme les flux d'investissements en charges
32 d'amortissement et y ajoute les coûts de financement de la dette (frais d'emprunt, rendement
33 sur l'avoir propre et frais de garantie). Notons que ces coûts de financement sont intégrés à
34 l'analyse économique à travers le taux d'actualisation.

⁸ Voir par exemple la section 9b de la pièce HQD-1, document 1 (révisée) du dossier R-3473-2001 et les documents relatifs à la rencontre technique du 12 mai 2006 en suivi de la décision D-2006-56 (dossier R-3584-2005). Les tests économiques ont également fait l'objet de discussions dans le cadre du dossier R-3671-2008.

Autres distributeurs

- 1 Le Distributeur n'a pas fait de revue des tests économiques utilisés par les autres
2 distributeurs aux fins de l'analyse de leurs programmes commerciaux.

6.1. Hypothèses

Choix de l'horizon d'analyse

3 La pratique vise à prendre en compte une période suffisamment longue afin de capter
4 l'impact des principaux paramètres. Dans le cas d'un programme commercial, une période
5 de dix ans est généralement utilisée pour des mesures ou programmes touchant des
6 équipements importants ou se traduisant par des changements structurants chez les clients.

7 La période d'analyse a été choisie en tenant compte à la fois de la durée de vie physique des
8 équipements et des considérations commerciales du Programme. Cette période est
9 suffisamment longue pour couvrir les deux premières années où l'appui financier sera versé
10 ainsi que les cinq années subséquentes qui équivalent à la durée minimale de participation
11 des clients, comme prévu dans les modalités du Programme. Le Distributeur considère qu'un
12 horizon d'analyse supérieur à dix ans présente peu de valeur compte tenu des incertitudes
13 quant aux différents paramètres d'analyse. Le Distributeur rappelle également qu'à chaque
14 mise à jour du Programme, il procédera toujours à l'analyse sur une période de dix ans, ce
15 qui permet de capter l'évolution du contexte.

Taux d'actualisation

16 Le taux d'actualisation utilisé dans tous les tests présentés dans le cadre du Programme
17 équivaut au coût du capital prospectif de 5,248 %, comme approuvé par la Régie dans sa
18 décision D-2016-033⁹. Le tableau 1 rappelle le détail du calcul de ce taux. Le Distributeur
19 considère le même taux d'actualisation tant pour le calcul de sa rentabilité (TNT), que pour
20 celle des participants (TP).

**TABLEAU 1 :
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF**

	Structure de capital	2016 année témoin	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition	65 %	3,659 %	2,378 %
Coût du capital prospectif	-	-	5,248 %

⁹ Paragraphe 234. Le Distributeur rappelle qu'au moment de réaliser les analyses relatives au présent dossier, la décision D-2017-022 n'avait pas encore été rendue par la Régie.

Prix du mazout

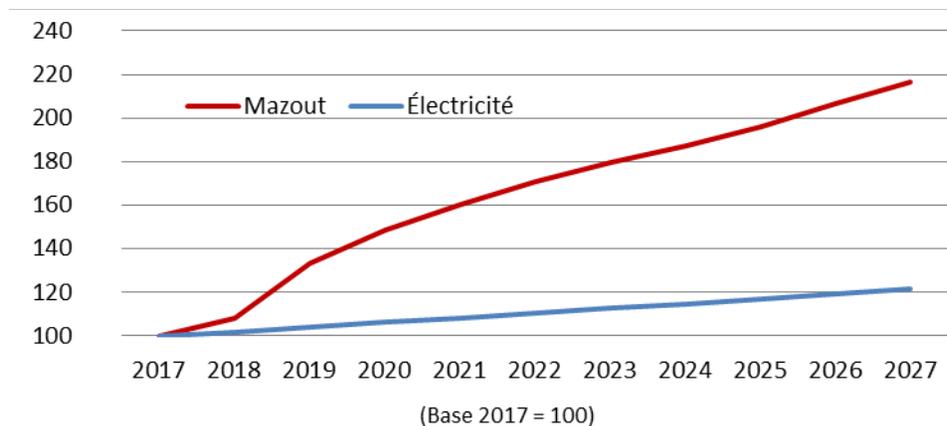
1 Les prix du mazout ont été calibrés sur les prix moyens de 2017 en ¢/L diffusés par la Régie
2 et indexés sur la base des taux de croissance du *West Texas Intermediate* (WTI), selon les
3 prévisions des prix des combustibles publiées par l'*Energy Information Agency* (EIA) des
4 États-Unis. Cette source est celle employée dans le cadre des dossiers tarifaires du
5 Distributeur.

6 Les hausses prévues du prix du mazout utilisées sont présentées au tableau 2. La figure 1
7 présente la hausse comparative des prix de l'électricité et du mazout.

**TABLEAU 2 :
PRÉVISION DES HAUSSES DES PRIX DU MAZOUT**

	Taux moyen	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hausse prévue du prix du mazout	8,05%	8,30%	23,00%	11,70%	7,90%	6,50%	4,90%	4,30%	4,90%	5,40%	4,80%

**FIGURE 1 :
HAUSSE RELATIVE DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU MAZOUT**



Revenus additionnels

8 Les revenus potentiels générés par les ventes d'électricité additionnelles ont été estimés à
9 partir de simulations de factures pour chacun des quatre cas types¹⁰. Le Distributeur rappelle
10 que tous ces cas types sont assujettis au tarif M.

11 Dans un premier temps, le Distributeur a estimé la consommation et la facture d'électricité de
12 ces cas types pour chacun des mois de l'année, en prenant pour hypothèse que la totalité de
13 leur charge de chauffage est supportée par des équipements au mazout.

¹⁰ Tableau 1 de la pièce HQD-1, document 1.

1 Dans un second temps, le Distributeur a simulé les consommations et les factures
2 d'électricité de ces mêmes cas types en supposant soit une conversion complète de la
3 charge à l'électricité¹¹ (75 % des volumes totaux), soit un écrêtement de la pointe¹² (25 %
4 des volumes totaux).

5 Les revenus additionnels du Distributeur ont été obtenus par différence entre ces deux
6 scénarios. Ces revenus tiennent ainsi compte à la fois de l'énergie additionnelle consommée
7 et de la prime de puissance associée.

8 Les revenus additionnels requis présentés au tableau 7 de la pièce HQD-1, document 1 sont
9 basés sur les revenus additionnels des différents cas types, répartis proportionnellement
10 selon leur contribution aux volumes totaux. Le Distributeur souligne que, compte tenu de
11 l'approche méthodologique adoptée, il lui serait difficile de présenter distinctement les
12 revenus additionnels associés à la puissance et à l'énergie.

Coûts additionnels d'approvisionnement

13 Les coûts d'approvisionnement additionnels en électricité sont basés sur les coûts évités.
14 Comme indiqué à la pièce HQD-1, document 1, les coûts évités sont ceux présentés au
15 dossier R-3980-2016. Ces coûts sont reproduits au tableau 3.

TABLEAU 3 :
COÛTS ÉVITÉS (\$ 2016)

Coûts évités en puissance	2017 à 2023 : 20 \$/kW-hiver À partir de 2024 : 108 \$ kW-hiver
Coûts évités en énergie	Été : 2,8 ¢/kWh Hiver : 6,3 ¢/kWh

16 Le Distributeur a appliqué les mêmes règles de répartition que celles utilisées dans ses
17 dossiers tarifaires. Ces règles ont été adaptées au facteur d'utilisation de la charge
18 additionnelle calculée pour chaque cas type. Dans le cas d'une charge avec écrêtement, un
19 coût évité sans puissance a été considéré. Pour les clients où toute la charge est à
20 l'électricité, les coûts additionnels incluent les coûts évités en puissance.

21 Pour les raisons invoquées à la section 8.2 de la pièce HQD-1, document 1, les coûts évités
22 en transport et distribution ne sont pas considérés dans les analyses économique et
23 financière.

¹¹ Les montants mensuels à facturer ont été simulés selon la structure du tarif M.

¹² Il s'agit ici d'un écrêtement à des fins de gestion de la facture, par une réduction des appels de puissance en hiver, lequel permet aux clients qui y ont recours d'optimiser leur facteur d'utilisation et réduire leur facture d'électricité. Il ne s'agit pas d'un écrêtement comme moyen de gestion de la pointe du Distributeur, comme au programme *GDP Affaires*.

6.2. Analyse économique

- 1 Les flux de dépenses et de revenus sont actualisés à l'année courante afin d'en calculer la
- 2 VAN. Les tableaux 4 et 5 présentent ces flux sur l'horizon de 10 ans pour le calcul du TNT et
- 3 du TP respectivement.

**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

**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	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
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

- 4 Le Distributeur rappelle que les données utilisées aux fins des analyses reposent sur les
- 5 quatre cas types, comme indiqué à la section 7.2. Puisque le tarif est le même dans tous ces
- 6 cas, le Distributeur ne peut fournir de tests économiques par tarifs.

- 7 Par ailleurs, le Distributeur ne peut présumer de l'appui financier que les clients pourraient
- 8 recevoir d'autres organismes. Bien que cet appui soit considéré aux fins d'établir le plafond
- 9 d'appui financier dans le cadre du Programme, il n'est pas inclus à l'analyse économique.

Taux de rendement interne

- 10 La rentabilité économique d'un programme peut être également exprimée par le taux de
- 11 rendement interne (TRI), c'est-à-dire le taux de rendement pour lequel la VAN des flux
- 12 monétaires est égale à zéro. Une telle analyse a été adoptée, notamment, dans le cadre du
- 13 dossier R-3453-2000¹³.

¹³ Demande d'approbation pour la reconduction du programme commercial *Services à l'implantation des électrotechnologies*. Le Distributeur souligne que les données utilisées aux fins de l'analyse économique doivent être adaptées à chaque programme. Les types de coûts utilisés pour analyser un programme ne sont pas nécessairement pertinents pour un autre.

1 Selon cette approche, un programme est considéré économiquement rentable pour le
 2 Distributeur lorsque son TRI est égal ou supérieur au taux de rendement exigé. Dans le cas
 3 du Programme, les flux monétaires nets présentés au tableau 4 représentent un TRI de
 4 14,8 %, alors que le rendement exigé, c'est-à-dire le taux d'actualisation, est de 5,248 %.
 5 Ceci démontre, à nouveau, l'impact positif du Programme pour le Distributeur et sa clientèle.
 6 Le Distributeur souligne que le TNT et le TRI sont deux angles pour analyser exactement les
 7 mêmes données et qui permettent tous deux de porter un jugement sur la rentabilité d'un
 8 programme^{14,15}.

6.3. Analyse financière

9 L'analyse financière présente l'impact du Programme sur les revenus requis. Il ne s'agit pas
 10 d'un test économique mais elle permet de montrer, une fois la rentabilité économique
 11 démontrée, les impacts financiers du Programme, à la marge de la situation existante. Le
 12 tableau reproduit essentiellement l'analyse financière présentée au tableau 7 de la pièce
 13 HQD-1, document 1.

**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

14 L'analyse financière repose sur les mêmes hypothèses de coûts et de revenus que celles
 15 utilisées pour l'analyse économique. Les lignes Revenus prévus, Coûts d'approvisionnement
 16 et Coût d'exploitation sont d'ailleurs identiques entre les tableaux 4 et 6.

17 Il existe toutefois deux différences importantes entre ces analyses.

18 La première concerne le traitement de l'appui financier. Pour l'analyse économique, celui-ci
 19 est constaté dès son versement aux clients, soit les deux premières années du Programme.
 20 Dans le cas de l'analyse financière, il est plutôt amorti sur période de dix ans, comme indiqué
 21 à la section 6.3 de la pièce HQD-1, document 1. L'amortissement de l'appui financier est en

¹⁴ Dans sa décision D-2001-65, la Régie approuvait la reconduction du programme, sur la base notamment de sa rentabilité pour le Distributeur.

¹⁵ Le TNT a été introduit comme mesure de la rentabilité d'un programme pour le Distributeur à la demande de la Régie, dans sa décision D-2006-56 (page 9).

1 accord avec le traitement de cet actif lors de la détermination des revenus requis du
 2 Distributeur.

3 La seconde différence réside en la présence de frais financiers et du rendement sur l'avoir
 4 propre. Ces coûts n'apparaissent pas directement dans l'analyse économique mais plutôt à
 5 travers le taux d'actualisation, comme il appert du tableau 1 présenté plus haut. C'est
 6 d'ailleurs pour cette raison que les données de l'analyse financière ne sont pas actualisées.

6.4. Analyse de sensibilité

7 Pour mesurer la robustesse de la rentabilité d'un programme, le Distributeur procède à une
 8 analyse de sensibilité sur les paramètres les plus déterminants. Dans le présent dossier, ces
 9 analyses ont été présentées à la section 6.4 de la pièce HQD-1, document 1. Elles
 10 démontrent que la rentabilité du Programme est robuste.

11 Comme tout programme commercial, les modalités du Programme demeurent flexibles et
 12 pourront être revues selon le succès obtenu et l'évolution du contexte d'affaires et des
 13 principaux paramètres. Les tests économiques seront alors mis à jour.

14 Afin de répondre aux demandes des intervenants et de la Régie dans le présent dossier, des
 15 analyses complémentaires ont été ajoutées.

Amortissement de l'appui financier sur cinq ans

16 Le changement de la durée d'amortissement n'affecte pas la rentabilité économique du
 17 Programme. La présente analyse permet toutefois de mesurer l'impact sur les revenus
 18 requis d'une réduction à cinq ans de la durée d'amortissement de l'appui financier. Les
 19 résultats sont présentés au tableau 7.

TABLEAU 7 :
ANALYSE FINANCIÈRE AVEC UN AMORTISSEMENT SUR CINQ ANS DE L'APPUI FINANCIER

(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 (5 ans)	1 024	6 139	10 231	10 231	10 231	9 208	4 092	-	-	-	-
Coûts d'exploitation programme	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Frais financiers	95	576	941	698	455	222	55	-	-	-	-
Dépenses totales	5 432	28 081	32 440	32 615	32 798	31 976	27 137	30 178	30 774	31 382	32 002
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	132	764	1 116	822	529	250	59	-	-	-	-
Impact sur revenus requis	(453)	(1 829)	2 268	1 524	774	(977)	(6 671)	(4 366)	(4 461)	(4 558)	(4 657)

20 L'analyse montre que l'impact maximal (à la hausse) sur les tarifs survient en 2019, plutôt
 21 qu'en 2024. Dès 2022, le Programme exerce une pression à la baisse sur les tarifs, puisque
 22 la charge d'amortissement décroît de façon importante et disparaît à compter de 2024.

Rentabilité du Programme selon le pourcentage de clients avec écrêtement

1 Le tableau 8 présente l'impact sur le TNT qu'aurait une variation de la part de clients avec
2 une conversion complète de la charge à l'électricité (75 % des volumes totaux) et de ceux
3 avec une conversion incluant un écrêtement de leur pointe¹⁶ (25 % des volumes totaux),
4 comme indiqué à la section 6.1.

**TABLEAU 8 :
SENSIBILITÉ DU TNT À L'ÉCRÈTEMENT DES CLIENTS**

(milliers de \$)					
Part de clients avec conversion complète	0%	25%	50%	75%	100%
Part de clients avec écrêtement	100%	75%	50%	25%	0%
Valeur du TNT	748	5 752	10 757	15 696	20 766

5 L'analyse démontre que plus la proportion des clients avec une conversion complète de la
6 charge à l'électricité est importante, plus le Programme est profitable pour le Distributeur. En
7 effet, dans le cas de ce type de clients, la puissance maximale appelée est plus élevée, ce
8 qui amène une hausse de leur facture. Le Distributeur souligne que cette puissance
9 maximale appelée plus élevée ne concorde pas nécessairement avec la pointe du
10 Distributeur et, par conséquent, ne se traduit pas toujours par des coûts d'approvisionnement
11 plus importants.

Autres analyses

12 Des analyses de sensibilité ont également été demandées en ce qui concerne, notamment,
13 l'OMA et les coûts d'approvisionnement.

14 Le Distributeur souligne que ces analyses apparaissent à la pièce HQD-1, document 1. Dans
15 ce document, le tableau 11 présente la sensibilité des tests économiques à une réduction de
16 la consommation après la période d'engagement de cinq ans. Quant au tableau 8, il présente
17 la sensibilité du TNT à un resserrement du bilan en puissance, ce qui se traduit par une
18 hausse des coûts d'approvisionnement en puissance.

7. FACTEURS DE SUCCÈS DU PROGRAMME

19 Aucune information complémentaire n'a été demandée pour cette section.

¹⁶ Voir la note 12.

8. AUTRES CONSIDÉRATIONS

8.1. Biénergie résidentielle

1 Comme mentionné à la section 8.1 de la pièce HQD-1, document 1, puisque le Programme
2 ne vise pour le moment que 340 GWh sur un potentiel de 13 TWh, il ne devrait pas y avoir
3 d'impact sur la desserte en matière de livraison de combustible.

8.2. Bilan en puissance

4 Les options de gestion de la pointe offertes aux clients sont notamment l'option de tarif
5 interruptible pour la grande industrie et le programme *GDP Affaires* pour la clientèle
6 commerciale, institutionnel et PMI.

7 La participation de la clientèle à ces deux options est excellente. Notamment, pour l'hiver
8 2016-2017, les projets soumis par les clients dans le cadre du programme *GDP Affaires* ont
9 très largement dépassé l'objectif et atteint environ 140 MW. Ceci témoigne du vif intérêt de la
10 clientèle et des intervenants de marché pour ce type de programmes et permet d'anticiper
11 une augmentation soutenue de la participation de la clientèle pour les années à venir.

Impact sur les réseaux

12 Le cas échéant, les modifications au réseau du Distributeur nécessaires aux fins de
13 l'alimentation du client, à la suite de la conversion de ses équipements, sont assujetties aux
14 dispositions prévues aux *Conditions de service d'électricité*. En conséquence, le client doit
15 assumer les coûts de renforcement du réseau qui excèdent le montant alloué, lequel est
16 basé sur l'augmentation de la puissance moyenne annuelle à facturer. En cas de refus du
17 client, le Distributeur se réserve le droit de rejeter la demande de participation au
18 Programme.

9. TRAITEMENT COMPTABLE

19 Les appuis financiers versés dans le cadre du Programme sont, en substance, un paiement
20 en espèces versé à un client dans le but de recevoir ultérieurement, en contrepartie, des
21 ventes additionnelles de ce client. L'ASC 605-50, *Consideration given by a vendor to a*
22 *customer*, vise, entre autres, ces considérations.

23 Concernant les interventions en efficacité énergétique, les appuis financiers versés à un
24 client n'ont pas pour objectif d'augmenter les ventes à ce client, mais plutôt de réaliser des
25 économies d'énergie ou de puissance. Par conséquent, l'ASC 605-50 ne pourrait pas
26 s'appliquer à ces interventions.

ANNEXE A :

TABLEAU DE CONCORDANCE

- 1 Le tableau de concordance permet de localiser les compléments d'information du
- 2 Distributeur aux différents sujets abordés par la Régie et les intervenants.
- 3 Les sujets apparaissent dans l'ordre où ils ont été traités au cours de la rencontre
- 4 préparatoire. Les sujets traités à plus d'une reprise, par la Régie et les intervenants,
- 5 n'apparaissent qu'une fois.

Sujets	Demandeurs	Sections
Résultats à ce jour et impact en cas de dépassement des objectifs	Régie, GRAME	5.2
Tarifs associés aux cas types	Régie, AQUIP	4.2
Financement du démantèlement des équipements au combustible	Régie	4.3
Utilisation biénergie des équipements au combustible	Régie, FCEI	3.2
Coûts prévus pour le financement des coûts de démantèlement	Régie	5.2
Intrants à la prévision de la demande (tarif de développement économique et Rio Tinto)	Régie, SÉ-AQLPA	1
Concordance entre l'analyse financière et le TNT	Régie	6.3
TNT par tarifs	Régie	6.2
Rentabilité du Programme selon les tarifs	Régie	4.2
Présentation des revenus additionnels par tarifs	Régie, AQCIE-CIFQ	6.1
Détermination des coûts d'approvisionnements additionnels	Régie, AQCIE-CIFQ, AQUIP, FCEI, SÉ-AQLPA	6.1
Impact d'un amortissement sur cinq ans des appuis financiers	Régie	6.4
Inclusion des coûts de puissance dans les coûts d'approvisionnement	Régie	6.1
Analyse de sensibilité sur les revenus requis (OMA, coûts d'approvisionnement)	Régie	6.4
Impact de l'installation d'équipements de chauffage plus efficaces sur le calcul de la CÉA et l'appui financier	Régie	3.2
Période de l'OMA (annuelle vs quinquennale) et respect des Tarifs d'électricité et des CDSÉ ¹⁷	Régie	4.4
Normes comptables applicables	Régie	9

¹⁷ Conditions de service d'électricité

Sujets	Demandeurs	Sections
Modalités pour les clients des réseaux municipaux et dépôt d'une entente pro forma	Régie	3.1
Ajustements aux modalités, incluant l'appui financier	Régie, AQUIP, SÉ-AQLPA	4.5
Uniformité de l'appui financier entre les clientèles et augmentation des PRI	Régie	4.2
Modifications aux Tarifs d'électricité et CDSÉ (OMA, garantie financière)	Régie	4.4
Coût de renforcement de réseau et refus d'un client	Régie	8.2
Récupération de l'appui financier en cas de non-respect de l'OMA	AQCIE-CIFQ	4.4
Admissibilité des clients à contrats spéciaux	AQCIE-CIFQ	3.1
Test économiques utilisés par les autres distributeurs	AQCIE-CIFQ	6
Taux de conversion du mazout vers l'électricité et taux d'efficacité des appareils au mazout	AQCIE-CIFQ, SÉ-AQLPA	4.2
Investissement couvert (total vs marginal)	AQCIE-CIFQ	4.3
Inclusion des coûts marginaux de transport et de distribution	AQCIE-CIFQ	6.1
Taux d'actualisation utilisé pour le TP	AQCIE-CIFQ	6.1
Hypothèses au soutien de l'accroissement annuel du prix du mazout	AQCIE-CIFQ	6.1
Utilisation du coût d'approvisionnement pour une période hivernale	AQCIE-CIFQ	6.1
Taux utilisé pour calculer les frais financiers	AQCIE-CIFQ	6.1
Exclusion des équipements au gaz naturel	AQCIE-CIFQ, AQP	5.1
Détails des autres coûts et des frais financiers	AQUIP	6.3 ¹⁸
Uniformité de l'appui financier selon les tarifs	AQUIP	4.2
Remplacement partiel des équipements au combustible et impact sur l'appui financier	AQUIP	3.2
Détails à l'égard des tests économiques	AQUIP	6
Élimination complète du combustible pour le chauffage des bâtiments	AQUIP	8.1
Impact du programme sur la distribution des combustibles et la biénergie	AQUIP, AQP, FCEI	8.1

¹⁸ Le détail de la rubrique Autres coûts apparaît au tableau 4 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0013).

Sujets	Demandeurs	Sections
Analyse de rentabilité sur vingt ans	FCEI, ROÉÉ, SÉ-AQLPA	6.1
Impact d'une modification de l'hypothèse d'effacement à la pointe	FCEI, ROÉÉ	6.4
Absence d'un plafond absolu d'appui financier	ROÉÉ	5.2
Contributions financières d'autres organismes	ROÉÉ	6.2
Contribution du Fonds vert	ROÉÉ	4.1
Réduction du volume de gaz à effet de serre	ROÉÉ	1
Justification des limites de l'appui financier	SÉ-AQLPA	- ¹⁹
Vitesse de croisière du Programme	SÉ-AQLPA	5.1
Hausse relative des prix de l'électricité et du mazout	SÉ-AQLPA	6.1
Pénalités en cas de non-respect des engagements	SÉ-AQLPA	4.4
Options de gestion de la pointe	SÉ-AQLPA	8.2
Coûts de transport additionnels	SÉ-AQLPA	8.2
Impact sur les coûts de transport et le réseau régional	SÉ-AQLPA	6.1 ²⁰
Impact de l'OMA sur la mise en place de mesures d'efficacité énergétique	GRAME	3.2
Participation des clients aux options de gestion de la pointe	GRAME	8.2

¹⁹ Les explications au soutien de l'appui financier de 15 ¢/kWh et du plafond de 75 % des dépenses admissibles se retrouvent à la section 4.2 de la pièce HQD-1, document 1.

²⁰ La question de l'impact sur le réseau de transport a été traitée à la section 8.2 de la pièce HQD-1, document 1.