

**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

(PROGRAMME CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ)**

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE	5
2. NATURE DU PROGRAMME	6
3. MODALITÉS DE PARTICIPATION	7
3.1. Participants admissibles	7
3.2. Projets admissibles	7
3.3. Processus de soumission et d'approbation des projets	7
3.4. Période d'application	8
3.5. Échéancier de réalisation	8
4. AIDE FINANCIÈRE	8
5. OBJECTIFS ET BUDGETS ANNUELS	9
5.1. Objectifs	9
5.2. Budget.....	10
6. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE	10
6.1. Analyse économique	10
6.2. Analyse financière	11
7. FACTEURS DE SUCCÈS DU PROGRAMME	11
8. AUTRES CONSIDÉRATIONS	12
8.1. Biénergie résidentielle	12
8.2. Bilan en puissance	12
9. TRAITEMENT COMPTABLE	12
9.1. Aide financière et coûts de développement et de suivi du Programme	12
9.2. Autres coûts	13
10. SUIVI	13

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Taux de pénétration de l'électricité et ventes additionnelles prévus	9
Tableau 2 : Budget 2017-2018	10
Tableau 3 : Analyse économique 2017-2018.....	10
Tableau 4 : Impact sur les revenus requis	11

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Demande d'électricité au Québec	5
Figure 2 : Besoins et surplus d'énergie	6

1. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

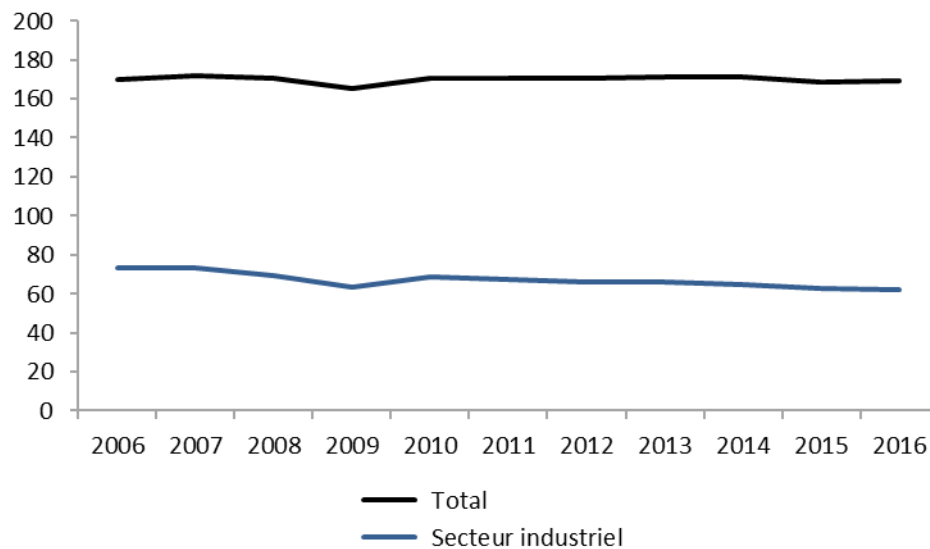
1 Dans sa Politique énergétique 2030¹, le gouvernement du Québec souligne son objectif
2 d'une réduction de 40 % de la quantité de produits pétroliers consommés². La transition vers
3 une économie à faible empreinte de carbone constitue une des grandes orientations de cette
4 politique. Le présent programme commercial s'inscrit dans le contexte des différentes
5 initiatives et de la nécessité d'agir dans ce cadre.

6 Dans son Plan stratégique 2016-2020, Hydro-Québec indique vouloir explorer de nouvelles
7 avenues de croissance, notamment des ventes au Québec. Une de ces avenues repose sur
8 le potentiel de nouvelles ventes relié à la conversion à l'électricité d'équipements
9 fonctionnant présentement au mazout ou au propane, notamment dans les secteurs
10 commercial, institutionnel et industriel.

Rappel de la situation énergétique du Distributeur

11 Sur la période 2006-2016, les ventes normalisées au Québec ont connu une relative
12 stagnation (décroissance de 1,7 TWh), principalement en raison d'un contexte économique
13 difficile pour le secteur industriel, comme l'illustre la figure 1.

**FIGURE 1 :
DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC (TWH)**



14 Sur la période 2016-2026, le Distributeur prévoit une croissance modérée des ventes aux
15 secteurs Résidentiel et agricole, de même que Commercial et institutionnel. Quant au
16 secteur industriel, les ventes seront affectées par des rationalisations additionnelles.

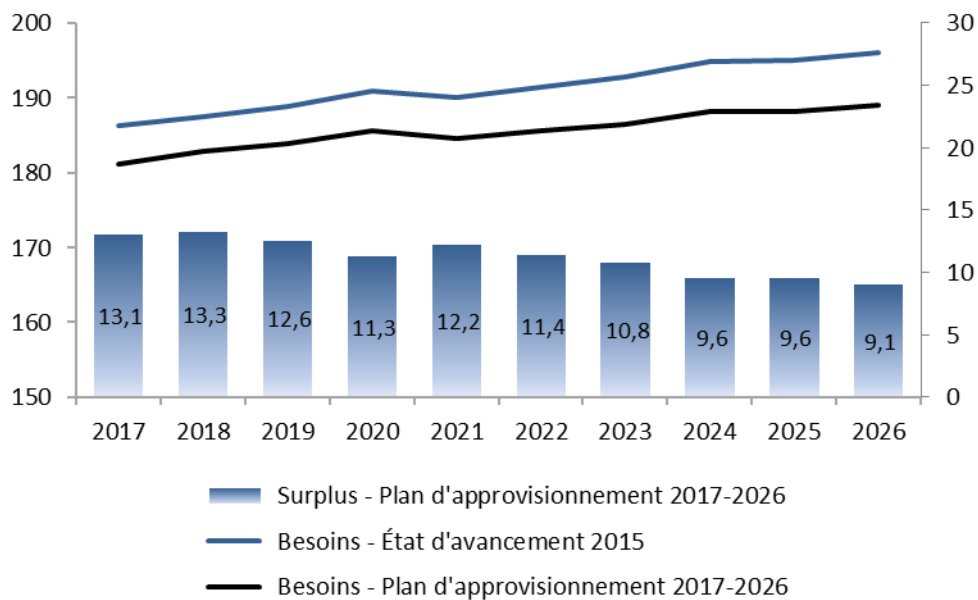
¹ *Politique énergétique 2030 : L'énergie des Québécois – Source de croissance*, gouvernement du Québec, 2016.

² Voir page 12.

1 Conséquemment, le taux de croissance moyen anticipé sur la période pour l'ensemble des
2 marchés n'atteindrait que 0,4 %³.

3 Comme le montre la figure 2, cette faible croissance de la demande d'électricité, conjuguée
4 avec l'ajout d'approvisionnements additionnels au cours des dernières années et de celles à
5 venir, continuent d'amener d'importants surplus d'énergie pour au moins les dix prochaines
6 années. Ces surplus se traduisent notamment par une réduction des livraisons d'électricité
7 patrimoniale, pour rétablir l'équilibre offre-demande en énergie.

**FIGURE 2 :
BESOINS ET SURPLUS D'ÉNERGIE (TWh)**



8 Ces surplus constituent une opportunité d'affaires permettant au Distributeur de développer
9 ses ventes dans les marchés où l'on peut en démontrer la rentabilité. De surcroît, on observe
10 chez les clients une volonté de réduction de leur empreinte environnementale en matière
11 d'énergie. Il est fréquent d'établir des cibles de réduction des GES dans les plans d'affaires
12 des organisations.

2. NATURE DU PROGRAMME

13 Le programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou
14 au propane (« programme Conversion à l'électricité » ou « Programme ») vise à accroître les
15 ventes d'électricité tout en permettant aux clients commerciaux, institutionnels et industriels
16 de réaliser des projets structurants. Ces projets mèneront à une réduction de la facture

³ Dossier R-3986-2016 (Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur), pièce HQD-1, document 1 (B-0006), section 2.3.

1 énergétique des clients, accroissant ainsi leur compétitivité et réduisant l'empreinte
2 environnementale de leurs activités.

3 La position concurrentielle de l'électricité pour les besoins de chauffage par rapport au
4 mazout et au propane est favorable dans les marchés visés.

5 Le Programme soutiendra les projets de conversion au moyen d'une aide financière, sans
6 laquelle de tels projets sont moins susceptibles d'être réalisés. En effet, les investissements
7 nécessaires au remplacement des systèmes sont généralement importants, beaucoup plus
8 que ceux requis pour le prolongement de leur durée de vie.

3. MODALITÉS DE PARTICIPATION

3.1. Participants admissibles

9 Tous les clients du Distributeur des marchés commercial, institutionnel et industriel dont les
10 bâtiments sont situés au Québec peuvent soumettre des projets, soit directement ou par
11 l'entremise de leurs partenaires techniques (ingénieurs-conseils, firmes de services
12 énergétiques ou autres).

13 Les clients possédant des immeubles résidentiels multilocatifs ou de condominiums
14 assujettis aux tarifs DP ou DM avec puissance facturée sont également admissibles. Le
15 Programme ne vise pas les autres clients du marché résidentiel, compte tenu de la tendance
16 naturelle des conversions du mazout à l'électricité de ces clients.

17 Les clients des réseaux autonomes sont exclus du Programme, puisque l'alimentation en
18 électricité de ces réseaux repose essentiellement sur les combustibles fossiles.

3.2. Projets admissibles

19 Tous projets visant des équipements fonctionnant au mazout léger, au mazout lourd ou au
20 propane sont admissibles. Pour tout autre combustible fossile, la conversion doit être
21 approuvée par le Distributeur. La conversion du gaz naturel vers l'électricité n'est pas
22 admissible au Programme.

23 Les projets doivent viser le remplacement de systèmes fonctionnels de production,
24 transformation ou de chauffage utilisant un des combustibles fossiles mentionnés par des
25 systèmes fonctionnant à l'électricité. De façon non exhaustive, les équipements électriques
26 suivants sont acceptés : chaudières, serpentins, plinthes, humidificateurs, chauffe-eau,
27 thermopompes, systèmes géothermiques ou équipements servant à un procédé de
28 fabrication.

3.3. Processus de soumission et d'approbation des projets

29 Le processus de soumission des projets, de leur approbation et de versement de l'aide
30 financière est simple et comporte peu d'étapes. Toutes les informations seront présentées

1 dans le guide du participant, qui sera rendu disponible au moment du lancement du
2 Programme.

3 Dans un premier temps, le client soumettra son projet au Distributeur en fournissant les
4 informations administratives et techniques sommaires nécessaires.

5 Par la suite, le Distributeur procédera à l'analyse du projet. Pour la plupart des projets, cette
6 analyse sera relativement simple, ce qui permettra un traitement rapide du dossier par le
7 Distributeur.

8 Une fois le projet complété, une confirmation de fin de travaux, fournie par le client, sera
9 requise pour permettre le versement de l'aide financière.

3.4. Période d'application

10 Le Programme s'appliquera, dans un premier temps, sur une période de deux ans (1^{er} avril
11 2017 au 31 mars 2019). Cette période de rodage permettra de s'assurer de l'attractivité de
12 l'offre et de la notoriété du Programme dans le marché, de même que de sa rentabilité pour
13 le Distributeur et de son impact sur les besoins en puissance. Au besoin, le Distributeur
14 pourra alors apporter des ajustements aux modalités.

15 Tous les projets dont les travaux de conversion auront débuté à l'intérieur de la période
16 d'application seront admissibles. Toutefois, les projets devront avoir été complétés au plus
17 tard le 1^{er} décembre 2019, date à laquelle le Distributeur devra avoir reçu le formulaire de
18 confirmation de fin de travaux et la demande de versement de l'aide financière.

3.5. Échéancier de réalisation

19 Le Distributeur souhaite lancer le Programme dès le 1^{er} avril 2017. Il prévoit la production
20 d'une infolettre annonçant le lancement du Programme dans le marché. La documentation et
21 les outils relatifs au Programme seront également rendus disponibles sur le site Internet
22 d'Hydro-Québec.

23 En avril et mai 2017, l'offre commerciale sera présentée aux clients et intervenants externes.

24 Le guide du participant fera état du fait que le Programme est soumis à l'examen de la Régie
25 et conditionnel à son approbation.

26 Le Distributeur insiste sur l'importance de mettre en place le Programme dans les plus brefs
27 délais afin de permettre aux intervenants du marché d'effectuer le démarchage et
28 l'identification de clients potentiels et de conclure des ententes avec eux, et ce, afin d'être en
29 mesure de réaliser certains projets à temps pour la saison de chauffage 2017-2018.

4. AIDE FINANCIÈRE

30 L'aide financière a été calibrée afin d'obtenir une rentabilité suffisante pour le client,
31 favorisant une pénétration du marché, le tout en respectant les critères de rentabilité du
32 Distributeur (impact sur les revenus requis). Elle est établie sur la base de la consommation

- 1 électrique additionnelle résultant de la conversion d'un équipement utilisant un combustible
2 fossile admissible.
- 3 L'aide financière versée au client est fixée à 15 ¢/kWh pour chaque nouveau kWh
4 consommé. Elle est toutefois limitée à 75 % du coût du projet, en tenant compte de l'aide
5 financière reçue d'autres organismes pour le même projet.
- 6 De façon non exhaustive, les dépenses admissibles couvrent les coûts de matériel et de
7 main-d'œuvre pour, notamment :
- 8 • les études de faisabilité ;
 - 9 • les plans et devis ;
 - 10 • les nouveaux équipements électriques installés, incluant les contrôles ;
 - 11 • le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris
12 l'enlèvement des réservoirs, le cas échéant ;
 - 13 • la modification de l'entrée et du système électriques du client ;
 - 14 • la gestion de projet.
- 15 Le Programme prévoit une obligation annuelle de consommation d'électricité pour une
16 période de cinq ans suivant la conversion, afin d'assurer la rentabilité de la mesure pour le
17 Distributeur. Si la consommation était inférieure à l'obligation, le Distributeur pourrait
18 récupérer, en partie ou en totalité, l'aide financière versée.

5. OBJECTIFS ET BUDGETS ANNUELS

5.1. Objectifs

- 19 Le Distributeur estime le potentiel technique de consommation annuelle de mazout et
20 propane à environ 13 TWh-équivalents. Le potentiel commercial, quant à lui, est évalué à
21 environ 900 GWh par année. Celui-ci repose sur l'hypothèse que, selon les marchés, 5 à
22 10 % des équipements atteindront la fin de leur durée de vie utile annuellement.
- 23 Le tableau 1 présente le taux de pénétration de l'électricité et les ventes additionnelles
24 prévus pour les deux premières années du Programme, pour lesquelles le Distributeur
25 demande l'autorisation de la Régie.

TABLEAU 1 :
TAUX DE PÉNÉTRATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET VENTES ADDITIONNELLES PRÉVUS

	2017	2018
Taux de pénétration – Commercial et institutionnel	10 %	40 %
Taux de pénétration – Industriel	5 %	20 %
Ventes additionnelles	68 GWh	272 GWh

1 Le taux de pénétration de l'électricité représente la part du potentiel commercial associée au
2 renouvellement des équipements que le Distributeur croit être en mesure de capter chaque
3 année. Les ventes additionnelles cumulées prévues sont de l'ordre de 340 GWh en 2018.

5.2. Budget

4 Le budget demandé couvre essentiellement le versement de l'aide financière pour la
5 réalisation de projets. Certains coûts sont également prévus pour les activités de
6 commercialisation et de déploiement du Programme, tels le guide du participant, la formation
7 des intervenants internes, la mise en ligne sur le site Web, ou encore les rencontres
8 d'intervenants et d'agents livreurs.

9 Le Distributeur prévoit des coûts de 10,4 M\$ en 2017 et 41,3 M\$ en 2018. Le tableau 2
10 présente le détail des sommes demandées.

**TABLEAU 2 :
BUDGET 2017-2018**

(M\$)	2017	2018
Aide financière	10,2	40,8
Autres coûts	0,2	0,5
Budget total	10,4	41,3

6. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

6.1. Analyse économique

11 Le Distributeur a procédé à une analyse du Programme au moyen des tests standards, soit
12 ceux utilisés pour ses mesures en efficacité énergétique, permettant de démontrer la
13 rentabilité pour le Distributeur et les clients participants. Les résultats sont présentés au
14 tableau 3.

**TABLEAU 3 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE 2017-2018**

(M\$2017)	
Test de neutralité tarifaire	15,7
Test du participant	159,7

15 Ces résultats reposent sur une analyse portant sur la période 2017-2027. Les coûts évités
16 utilisés aux fins de l'analyse sont ceux approuvés par la décision D-2017-022 (section 7).

6.2. Analyse financière

1 L'analyse financière, présentée au tableau 4, montre un impact à la baisse sur les revenus
2 requis lors des sept premières années, alors que l'impact est à la hausse pour les quatre
3 années qui suivent.

4 L'analyse financière repose sur le principe que l'aide financière versée par le Distributeur
5 sera comptabilisée à titre d'actif réglementaire, comme proposé à la section 9. Elle repose
6 également sur un amortissement de cet actif réglementaire sur une période de 10 ans,
7 laquelle est cohérente avec la période utilisée pour les programmes en place visant
8 l'efficacité énergétique. Elle constitue également une hypothèse prudente, aux fins des
9 analyses économique et financière, quant à la pérennité des revenus additionnels découlant
10 du Programme.

**TABLEAU 4 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS**

(milliers de \$)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus prévus	6 018	30 674	31 288	31 913	32 552	33 203	33 867	34 544	35 235	35 940	36 658
Coûts d'approvisionnement	4 094	20 858	21 268	21 686	22 112	22 546	22 990	30 178	30 774	31 382	32 002
Autres coûts	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604
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
Revenus additionnels requis	(953)	(4 797)	(2 533)	(3 010)	(3 490)	(3 975)	(4 464)	1 778	1 415	1 049	183

7. FACTEURS DE SUCCÈS DU PROGRAMME

11 Le succès du Programme repose sur la réceptivité des intervenants du marché et des
12 clients. Plusieurs facteurs sont favorables au succès du Programme, notamment :

- 13 • la désuétude du parc d'équipements fonctionnant au mazout ;
- 14 • la fluctuation importante du prix de ce combustible, qui n'est pas réglementé ;
- 15 • l'image environnementale négative reliée à l'utilisation de combustibles fossiles ;
- 16 • les impacts environnementaux (gaz à effet de serre) ;
- 17 • les risques de contamination du sol (fuite de réservoirs souterrains) ;
- 18 • le coût des assurances et les contraintes lors d'une demande de financement
19 découlant de la présence d'équipements au combustible ;
- 20 • la non-disponibilité du gaz naturel dans certaines régions ;
- 21 • la volonté politique de réduire la consommation de produits pétroliers de façon
22 significative, exprimée notamment dans la Politique énergétique 2030.

1 Le Distributeur rappelle que les modalités du Programme pourront être ajustées à la lumière
2 des résultats obtenus après la première année d'opération, s'il y a lieu, afin de mieux
3 répondre aux besoins des clients et du Distributeur.

4 Compte tenu de tous ces éléments, de la simplicité du Programme pour les clients et
5 intervenants du marché, ainsi que de la mise en place d'une stratégie de commercialisation
6 dynamique, le Distributeur considère que l'atteinte des objectifs établis est réaliste.

8. AUTRES CONSIDÉRATIONS

8.1. Biénergie résidentielle

7 Le Distributeur réitère l'importance de l'option de biénergie résidentielle (tarif DT) pour
8 l'équilibre de son bilan en puissance. À cet effet, le Distributeur rappelle qu'il a exposé sa
9 stratégie relative au soutien du parc de biénergie, notamment, au dossier R-3980-2016, à la
10 section 3.4 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052).

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

8.2. Bilan en puissance

16 Le Programme se traduirait par un impact de l'ordre de 110 MW sur les besoins du
17 Distributeur. Toutefois, le Distributeur encouragera fortement les clients à adhérer aux
18 options de gestion de la pointe, permettant de limiter l'impact sur son bilan en puissance.

19 Par ailleurs, l'impact de cette charge additionnelle sur les réseaux de transport et de
20 distribution est négligeable. Le Distributeur se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait
21 un impact important sur ces réseaux.

9. TRAITEMENT COMPTABLE

9.1. Aide financière et coûts de développement et de suivi du Programme

22 Une analyse est présentement en cours pour déterminer si, en vertu des PCGR des
23 États-Unis, l'aide financière versée dans le cadre du Programme doit être constatée aux
24 résultats dans l'année où elle est déboursée ou si elle est plutôt de nature capitalisable,
25 auquel cas une période d'amortissement devra être déterminée. En ce qui a trait aux coûts
26 de développement et de suivi du Programme, ils devront être constatés aux résultats dans
27 l'année où ils sont encourus.

28 Dans ce contexte, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique
29 réglementaire pour permettre de traiter, dans un même actif réglementaire, l'aide financière

1 versée dans le cadre du Programme ainsi que les coûts de développement et de suivi de
2 celui-ci. Ce traitement est cohérent avec le traitement réglementaire des interventions en
3 efficacité énergétique. Le Distributeur proposera les modalités d'amortissement de cet actif
4 lors de son prochain dossier tarifaire.

9.2. Autres coûts

5 Dans sa décision D-2017-037, la Régie a autorisé la création d'un compte d'écarts, hors
6 base de tarification et portant intérêts, afin d'y comptabiliser l'impact de l'ensemble des coûts
7 nets du Programme qui n'ont pas été prévus aux revenus requis 2017 du Distributeur. Le
8 Distributeur proposera les modalités de disposition de ce compte lors de son prochain
9 dossier tarifaire.

10. SUIVI

10 Le Distributeur présentera le suivi annuel du Programme dans le cadre de ses rapports
11 annuels. Il y indiquera le nombre de projets réalisés, le volume d'électricité additionnel, l'aide
12 financière versée, les charges d'exploitation liées au Programme, de même que toute autre
13 information jugée utile par la Régie.