

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2003-110

R-3473-2001

5 juin 2003

PRÉSENTS :

M^e Lise Lambert, LL.L., présidente
M. Jean-Noël Vallière, B. Sc. (Écon.)
M. François Tanguay

Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

**Liste des intervenants dont les noms apparaissent à la page
suivante**

Intervenants

Décision finale

Demande amendée relative à la mise en place d'un Plan global
d'efficacité énergétique par le distributeur d'électricité

Liste des intervenants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIE/AIFQ);
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAMÉ-UDD);
- Négawatts Production Inc. (Négawatts);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM);
- Stratégies énergétiques et Groupe STOP (S.É./STOP);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

Observateur :

- Mouvement Au Courant.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	5
2.	CADRE JURIDIQUE DE LA DEMANDE	6
2.1	Position du distributeur	6
2.2	Position des intervenants.....	7
2.3	Opinion de la Régie.....	8
2.3.1	Assise légale appropriée de la demande du Distributeur.....	8
2.3.2	Conclusion	11
3.	PLAN GLOBAL D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	11
3.1	Proposition du distributeur.....	11
3.1.1	Présentation générale du PGEÉ	11
3.1.2	Aspects économiques du PGEÉ	12
3.1.3	Programmes du PGEÉ	17
3.1.4	Nature des charges admises au compte de frais reportés	24
3.2	Position des intervenants.....	24
3.2.1	Appréciation générale du PGEÉ	24
3.2.2	Objectif et aspects économiques du PGEÉ.....	24
3.2.3	Appréciation des programmes du PGEÉ	29
3.2.4	Ajouts souhaités au PGEÉ	31
3.2.5	Partenariats	32
3.2.6	Suivi et évaluation	32
3.3	Opinion de la Régie.....	33
3.3.1	Appréciation générale du PGEÉ	33
3.3.2	Aspects économiques du PGEÉ	34
3.3.3	Orientations et programmes du PGEÉ.....	36
3.3.4	Budget.....	39
3.3.5	Nature des charges admises au compte de frais reportés	39
3.3.6	Suivi et évaluation	40
4.	FRAIS DES INTERVENANTS	41

LISTE DES ACRONYMES ET DES ABRÉVIATIONS

AEÉ	: Agence de l'efficacité énergétique du Québec
CI	: commercial et institutionnel
CTR	: coût total en ressources
CVC	: chauffage, ventilation et climatisation
GI	: grandes industries
GWh	: gigawattheure
HLM	: habitation à loyer modique
kWh	: kilowattheure
OEÉ	: Office de l'efficacité énergétique du Canada
PGEÉ	: plan global d'efficacité énergétique
PMI	: petites et moyennes industries
PRI	: période de retour sur l'investissement
TAE	: tout à l'électricité (habitations chauffées principalement à l'électricité)
TWh	: térawattheure

CORRESPONDANCE DES UNITÉS

1 GWh	=	1 million de kWh
1 TWh	=	1 milliard de kWh ou mille GWh
1 M\$	=	1 million de dollars

1. INTRODUCTION

Le 7 décembre 2001, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) introduit à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation pour la mise en place de mesures d'économie d'énergie. Le Distributeur recherche notamment les conclusions suivantes :

« **PRENDRE ACTE** du Plan global en efficacité énergétique qui sera déposé par la demanderesse, au terme de la démarche d'information et d'échange;

RECONNAÎTRE l'ensemble des coûts reliés à la mise en place du Plan global en efficacité énergétique et qui seront précisés dans la proposition du Distributeur et ce, afin d'en tenir compte comme dépenses afférentes pour l'établissement de tout tarif, redevance ou charge du Distributeur à être établi éventuellement par la Régie. »

Par cette demande, le Distributeur réclame, en outre, l'autorisation de créer un compte de frais reportés pour fins tarifaires afin d'y comptabiliser tous les frais engagés pour la participation des intervenants reconnus au dossier, de même que tous les montants reconnus par la Régie comme coûts reliés à la mise en place de mesures d'économie d'énergie. Par sa décision D-2002-25 du 8 février 2002, la Régie accorde au Distributeur la création de ce compte.

À la suite d'une phase d'information et d'échanges avec les intervenants au dossier, le Distributeur dépose, le 5 novembre 2002, son Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) constitué de seize programmes d'économie d'énergie. Ce dépôt s'accompagne d'une demande amendée dont les conclusions sont les suivantes :

« **PRENDRE ACTE** dudit Plan global en efficacité énergétique 2003-2006 déposé par la demanderesse;

AUTORISER le Distributeur, par une décision préliminaire, avant janvier 2003, à procéder à des investissements de 8 millions de dollars pour le développement du Plan global en efficacité énergétique pendant le premier semestre 2003, avant que décision finale n'ait été rendue en l'instance;

PERMETTRE au Distributeur de comptabiliser à même le compte de frais reportés accordé par la Régie dans sa décision D-2002-25, l'ensemble des dépenses encourues pour l'élaboration, la mise en place et la réalisation du Plan global d'efficacité énergétique depuis février 2002 (date de la décision D-2002-25) et ce, pour toute la durée du Plan global en efficacité énergétique 2003-2006;

PERMETTRE au Distributeur d'amortir le solde du compte de frais reportés sur une période de 5 ans débutant le 1^{er} janvier 2004 pour les dépenses encourues avant le 1^{er} janvier 2003 et, pour toutes les dépenses encourues entre 2003 et 2006, **PERMETTRE** au Distributeur de les amortir sur une période de 5 ans débutant le 1^{er} janvier de l'année suivant celle où les dépenses sont encourues;

AUTORISER l'ensemble des investissements de l'année 2003 liés à la mise en place et à la réalisation du Plan global d'efficacité énergétique. »

La Régie a accordé à douze groupes intéressés le statut d'intervenant pour l'étude du dossier, lesquels ont notamment participé à l'audience publique tenue entre les 19 et 28 mars 2003.

La preuve est administrée au moyen des documents déposés et des témoignages reçus lors de l'audience publique. Même si la Régie tient compte de tous les éléments de la preuve, elle choisit de la résumer dans la seule mesure nécessaire pour expliquer la manière dont ces questions sont prises en compte dans la décision. De plus, toutes les propositions qui n'ont été qu'évoquées, sans faire l'objet de démonstration, ne font pas l'objet de commentaire ni de décision de la Régie.

Dans la décision D-2002-288 du 20 décembre 2002, la Régie suspend sa décision sur la demande prioritaire d'autorisation d'investissements de 8 M\$ pour le premier semestre de 2003 en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi).

Dans la présente décision, la Régie se prononce sur le PGEÉ et le traitement réglementaire des sommes impliquées.

2. CADRE JURIDIQUE DE LA DEMANDE

2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Selon le Distributeur, sa demande initiale du 7 décembre 2001 devait être amendée à la suite de l'approbation par la Régie de la création d'un compte de frais reportés. En effet, considérant qu'un tel compte constitue un actif au sens comptable du terme, le Distributeur a jugé dès lors nécessaire de présenter sa demande, non seulement en vertu de l'article 49 de la Loi, mais également en vertu de l'article 73 qui vise l'acquisition d'actifs de distribution d'électricité².

Par ailleurs, après avoir souligné le principe comptable de rapprochement des coûts aux revenus, le Distributeur réfère à la notion d'avantages économiques comme étant sous-jacente à la définition d'actif. Ces avantages économiques résultant du PGEÉ se retrouvent essentiellement sous forme de réduction des coûts d'approvisionnement, de

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Notes sténographiques (NS), volume 2, pages 11 et 12.

réduction des factures de transport d'électricité et de réduction d'immobilisations en distribution³.

Dans certains dossiers, dont celui relatif au PGEÉ, le Distributeur préfère obtenir l'autorisation d'investir de façon distincte et préalable à une demande tarifaire afin d'éviter des risques financiers importants en cas de refus par la Régie⁴.

Le Distributeur considère préférable de procéder annuellement à la reconnaissance des coûts relatifs au PGEÉ, compte tenu de la marge d'imprécision du budget du PGEÉ qu'il estime de l'ordre de 10 à 20 %. Cette démarche s'inscrit mieux, selon lui, sous l'article 73 de la Loi quoiqu'elle demeure possible également dans le cadre de la phase 2 du dossier tarifaire du Distributeur. Le Distributeur souligne essentiellement son besoin de flexibilité dans la gestion de ses investissements et il s'en remet à la Régie pour identifier le moyen réglementaire approprié à cette fin⁵.

Enfin, appelé à préciser la conclusion recherchée dans ce dossier selon laquelle il demande à la Régie de « **PRENDRE ACTE** dudit Plan global en efficacité énergétique 2003-2006 », le Distributeur reconnaît que l'examen du contenu du PGEÉ relève de l'exercice général de la compétence tarifaire de la Régie même si, selon lui, l'efficacité énergétique ne possède pas un encadrement juridique ou législatif spécifique. Il admet que la Régie peut examiner les activités sous-tendant la réalisation du PGEÉ tout en précisant qu'à son avis, il n'a aucune obligation de demander l'autorisation à la Régie chaque fois qu'il envisage l'application d'une mesure d'efficacité énergétique⁶.

2.2 POSITION DES INTERVENANTS

Selon certains intervenants, la Régie possède toute la juridiction nécessaire pour approuver ou refuser, non seulement le budget associé au PGEÉ, mais également le PGEÉ lui-même et ce, avec ou sans modifications. Cette juridiction ne se limite donc pas à « **PRENDRE ACTE** » du PGEÉ et, à cet égard, les intervenants font état de la jurisprudence par laquelle la Régie a accepté ou refusé des mesures d'efficacité énergétique selon certains critères. Ils demandent à la Régie d'être proactive, soulignant le lien du présent dossier avec celui relatif à l'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, et l'appellent à

³ NS, volume 2, pages 14 et 20.

⁴ NS, volume 2, pages 23 à 25.

⁵ NS, volume 2, pages 28 à 35.

⁶ NS, volume 5, pages 107, 108 et 115 à 118.

exercer pleinement les compétences que lui confère la Loi, nonobstant les conclusions recherchées par le Distributeur⁷.

Enfin, UC soumet que le traitement du dossier en vertu de l'article 73 de la Loi ne doit pas limiter son intervention éventuelle lorsque l'allocation des coûts du PGEÉ sera examinée dans le cadre de la phase 2 du dossier tarifaire du Distributeur⁸.

2.3 OPINION DE LA RÉGIE

Le Distributeur a d'abord introduit sa demande relative à la mise en œuvre du PGEÉ en vertu de l'article 49 de la Loi, mais il l'a par la suite amendée afin d'ajouter l'article 73 de la Loi à son assise légale.

Cet amendement résulte, selon le Distributeur, de la création d'un compte de frais reportés destiné aux sommes affectées au PGEÉ et faisant de ces sommes, préalablement qualifiées de dépenses, des actifs à part entière.

2.3.1 ASSISE LÉGALE APPROPRIÉE DE LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

Considérer les sommes affectées à ce type de programmes comme des investissements ou comme des dépenses constitue une question discutée au sein des organismes de régulation économique⁹. Les autorités réglementaires font donc chacune un choix à cet égard. C'est ce que doit également faire la Régie dans la présente décision en décidant si le PGEÉ doit être traité en vertu de l'article 49 ou de l'article 73 de la Loi.

De façon préliminaire, la Régie souligne le contexte propre en matière d'efficacité énergétique selon lequel les distributeurs gaziers lui ont toujours présenté leur demande d'approbation d'un programme semblable dans le cadre de l'article 49 de la Loi. Or, le Distributeur n'a soumis aucun élément suffisant le distinguant des distributeurs gaziers.

Nature du PGEÉ

Un tel plan vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Il se caractérise par l'instauration de mesures propres

⁷ NS, volume 5, pages 215 à 226; NS, volume 6, pages 26 à 28.

⁸ NS, volume 5, page 228.

⁹ *Primer on Gas Integrated Resource Planning*, National Association of Regulatory Utility Commissioners, décembre 1993, pages 233 et 234.

à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie. Cette incitation se traduit par des mesures de nature administrative, commerciale et financière dont le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur.

Il s'agit donc de mesures offertes à la clientèle dans le cadre d'une approche commerciale et dans un contexte de concurrence et ce, sans effet sur le confort des participants. Dans cette perspective, le PGEÉ peut être considéré comme une forme de prestation de service et, à ce titre, être traité selon l'article 49 de la Loi.

Traitement réglementaire du PGEÉ

Le PGEÉ contribue aussi à la mission générale de la Régie qui exerce ses fonctions dans une perspective de développement durable. En effet, outre la clientèle du Distributeur, toute la société, actuelle et future, bénéficie d'un tel plan. La Régie doit veiller à son application ainsi qu'à sa qualité.

Dans sa décision D-2002-17 relative au plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, la Régie qualifie la provision de 0,4 TWh d'économie d'énergie proposée par le Distributeur comme étant faible, notamment en raison de la méthodologie utilisée pour estimer les coûts évités¹⁰. Le présent dossier sert, par l'examen des mesures proposées et grâce à la participation des intervenants, à définir adéquatement les mesures du PGEÉ de façon à maximiser les économies d'énergie réalisables.

Pour ce faire, la Régie doit procéder à un examen concomitant du programme lui-même ainsi que des dépenses qui s'y greffent, car il serait inefficace de déterminer des dépenses sans s'assurer qu'elles sont nécessaires et se justifient par la pertinence et la qualité des mesures envisagées. L'article 49 de la Loi permet cette flexibilité dans le traitement réglementaire.

En outre, l'examen des sommes nécessaires à la mise en œuvre du PGEÉ constitue un intrant essentiel à l'évaluation du caractère raisonnable des montants affectés au compte de frais reportés, lesquels seront inclus dans la base de tarification du Distributeur. L'article 49 permet un examen efficace de toutes les composantes du programme.

Par ailleurs, le Distributeur requiert lui-même une approbation pluriannuelle de ses budgets compte tenu de son incertitude d'atteindre les objectifs du PGEÉ. En conséquence, la Régie doit pouvoir mettre en place certains suivis, que ce soit dans le cadre d'une nouvelle

¹⁰ Décision D-2002-17, dossier R-3470-2001, 21 janvier 2002, pages 15 et 16.

demande ou lors de dépôts de documents à la Régie dans le cadre d'un suivi administratif. Quelle que soit la nature du suivi prévu à la présente décision, celle-ci dessaisit de façon définitive la formation actuelle.

Ainsi, dans le cadre de ses pouvoirs tarifaires prévus à l'article 49, la Régie est compétente pour évaluer le contenu qualitatif du programme dans ses orientations, ses approches et ses méthodologies principales.

Dans cette perspective, la Régie est d'avis que le PGEÉ doit être évalué en vertu de l'article 49 de sa loi constitutive. Toutefois, étant donné la nature particulière du programme, ces dépenses font l'objet d'un traitement spécifique dans un compte de frais reportés.

Compte de frais reportés

Considérant qu'un compte de frais reportés constitue un actif au sens comptable du terme, le Distributeur justifie l'application de l'article 73 de la Loi par la création de ce compte dans la décision D-2002-25. Or, la Régie souligne que la raison pour laquelle elle a autorisé la création d'un compte de frais reportés réside principalement dans la nécessité d'assurer l'équité intergénérationnelle. Il ne s'agit là que d'un traitement réglementaire particulier des dépenses du PGEÉ.

Cette spécificité se caractérise également du fait que la Régie a autorisé un amortissement sur cinq ans du compte de frais reportés et c'est la valeur de cet amortissement qui sera incluse dans les montants globaux des dépenses afférentes à la prestation de service qu'est le PGEÉ.

Par ailleurs, le recours à un compte de frais reportés constitue une pratique usuelle dans le cadre de programmes dont les bénéfices s'étendent sur un terme pluriannuel. En autorisant sa création, la Régie visait à donner les outils nécessaires au Distributeur pour poursuivre les travaux de développement du PGEÉ et enclencher le processus de mise en œuvre de ses programmes.

Il appert donc que l'utilisation d'un compte de frais reportés n'a aucune conséquence particulière quant à la qualification du fondement légal de la demande.

2.3.2 CONCLUSION

La Régie choisit de soumettre les dépenses du PGEÉ à l'application de l'article 49 de la Loi tout en leur reconnaissant un traitement par voie d'un compte de frais reportés avec un amortissement sur cinq ans et ce, pour l'ensemble des motifs énoncés précédemment. Il ne s'agit pas, par ailleurs, d'un cas exceptionnel puisqu'un tel traitement est appliqué aux programmes commerciaux lesquels, partageant avec le PGEÉ la caractéristique de constituer des formes de prestation de service dans une optique commerciale.

En conséquence, l'article 49 de la Loi représente, selon la Régie, l'assise légale appropriée pour accueillir le PGEÉ du Distributeur et autoriser les dépenses que nécessitera sa mise en œuvre.

3. PLAN GLOBAL D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

3.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU PGEÉ

Le Distributeur souligne le caractère évolutif de son premier PGEÉ en précisant que son développement implique des ajustements tant au plan de l'élaboration qu'à celui de l'opération ou des budgets¹¹.

Le tableau ci-après fournit un aperçu général du PGEÉ déposé par le Distributeur sur l'ensemble de la période 2003-2006, pour les différents marchés visés.

¹¹ NS, volume 2, page 30.

Marché	Nombre de programmes	GWh implantés fin 2006	Investissements 2003-2006 (M\$ constants de 2002)			
			TOTAL	HQD	Client	AEÉ
Résidentiel	8	300	102	33	57	12
Commercial et institutionnel (CI)	4	200	76	33	43	-
Petites et moyennes industries (PMI)	2	70	19	13	6	-
Grandes industries (GI)	2	180	23	16	7	-
Complément aux approches de marché (tronc commun)	-	-	14	14	-	-
Total	16	750	234	109	113	12

Le complément aux approches de marché, ou tronc commun, vient supporter le PGEE et inclut des activités de communication et de sensibilisation, des activités de recherche, développement, démonstration et expérimentation (RDDE) ainsi que la planification, la conception, le développement, le suivi et l'évaluation des programmes¹².

3.1.2 ASPECTS ÉCONOMIQUES DU PGEE

Potentiel technico-économique

Avant d'entreprendre le processus d'élaboration du PGEE, le Distributeur a procédé à la mise à jour du potentiel technico-économique d'amélioration de l'efficacité énergétique pour les marchés résidentiel, commercial et institutionnel, petites et moyennes industries ainsi que pour le marché des grandes industries. Pour chacun de ces marchés, un contrat a été octroyé à des firmes d'experts. Dans le cas du marché résidentiel et du marché commercial et institutionnel, la mise à jour a été réalisée conjointement avec l'Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ)¹³.

¹² Pièce HQD-1, document 1, page 5 révisée le 29 janvier 2003.

¹³ Pièce HQD-1, document 1, pages 23 et 29.

Le potentiel total actuel est évalué à 8,5 TWh et réparti par marché de la façon suivante¹⁴ :

MARCHÉ	POTENTIEL 2003 - 5 ANS (GWh)	RÉPARTITION PAR USAGES (GWh)	PRINCIPALES MESURES
Résidentiel	3 451	Chauffage des locaux : 2 435 Chauffage de l'eau : 219 Électroménagers : 240 Éclairage : 216 Climatisation : 45 Piscines : 296	<u>Chauffage des locaux</u> : thermostats électroniques, abaissement de température, isolation toits et sous-sols <u>Usages estivaux</u> : minuteriers de piscines
CI	3 448*	Chauffage des locaux : 1 274 Chauffage de l'eau : 94 Force motrice : 691 Éclairage : 1 374 Climatisation : 15	<u>Chauffage des locaux</u> : contrôle de l'air neuf, récupération de chaleur, gestion optimisée <u>Force motrice et réfrigération</u> : entraînement à vitesse variable, optimisation de la conception <u>Éclairage</u> : optimisation de la conception, remplacement des incandescents
PMI	461	Force motrice : 169 CVC et centrales d'énergie : 137 Éclairage : 112 Autres : 43	<u>Force motrice</u> : contrôles et entraînements à fréquence variable <u>CVC et centrales d'énergie</u> : implantation de contrôles, gestion de l'énergie <u>Éclairage</u> : optimisation de la conception
GI	1 140	Plusieurs procédés	<u>Mesures au cas le cas</u> touchant la force motrice, les contrôles industriels, les entraînements à fréquence variable, l'éclairage et les améliorations aux procédés
Total	8 500		

* Inclut 211 GWh associés aux grands clients commerciaux et institutionnels (tarif L)

¹⁴ Pièce HQD-1, document 1, page 24.

Le tableau suivant illustre les écarts, en TWh, entre le potentiel calculé en 2003 et le potentiel qui avait été évalué en 1992¹⁵ :

MARCHÉ	POTENTIEL 1992 HORIZON 10 ANS	POTENTIEL 2003 HORIZON 5 ANS	ÉCART 2003 - 1992
Résidentiel	10,9	3,5	-7,4
CI	7,4	3,4	-4,0
PMI	1,1	0,5	-0,6
GI	8,2	1,1	-7,1
Total	27,6	8,5	-19,1

Pour le Distributeur, les facteurs suivants sont principalement responsables de la baisse du potentiel¹⁶:

- les économies réalisées dans le cadre des programmes antérieurs (-2,4 TWh);
- les effets tendanciels : effets d'entraînement des programmes d'Hydro-Québec et d'autres intervenants du marché, impact de nouvelles normes et réglementations et rajeunissement du parc d'équipements et de bâtiments (-7,7 TWh);
- une meilleure connaissance de certains paramètres des mesures tels la diffusion actuelle, les coûts unitaires de réalisation, les gains énergétiques et les impacts des effets croisés et cumulatifs (-2,4 TWh);
- l'utilisation de coûts évités plus faibles que ceux anticipés en 1992 (-4,2 TWh);
- l'horizon considéré de 5 ans au lieu de 10 ans (-2,5 TWh).

L'analyse du potentiel technico-économique permet d'identifier les principaux gisements d'économie d'énergie. Les mesures font ensuite l'objet d'une analyse détaillée grâce à des consultations auprès de groupes de clients et des intervenants du marché afin d'identifier les éléments pouvant freiner ou faciliter une plus grande pénétration de ces mesures. Un portefeuille de programmes est alors constitué¹⁷.

Rentabilité des mesures d'économie d'énergie

Deux tests de rentabilité sont requis pour retenir une mesure d'efficacité à l'intérieur du PGEÉ. Le test du coût total en ressources (CTR) vise à s'assurer que les coûts évités par la

¹⁵ Pièce HQD-1, document 1, page 25.

¹⁶ Pièce HQD-1, document 1, pages 25 et 26; pièce HQD-3, document 1.1, page 13.

¹⁷ Pièce HQD-1, document 1, pages 27 et 28.

mesure viennent compenser les coûts nécessaires à son implantation, indépendamment de qui fait la dépense. L'ensemble du plan indique un CTR de 70,3 M\$ actualisés de 2002¹⁸.

Le second test de rentabilité vise à s'assurer de la rentabilité pour le client participant. Ce test compare le coût défrayé par le client pour implanter la mesure d'économie d'énergie par rapport à d'éventuels gains sur sa facture d'électricité découlant de l'adoption de cette mesure. Pour l'ensemble du plan, la rentabilité économique des clients participant se situe à 212,7 M\$ actualisés de 2002¹⁹.

Le Distributeur évalue à la hausse l'impact du plan sur ses revenus requis qui atteint un niveau maximal de 27,7 M\$ à l'année 2006, ce qui représente environ 0,4 % du niveau des tarifs de 2002²⁰.

Coûts évités

Les coûts évités sont utilisés pour tous les tests de rentabilité et pour mesurer l'impact du PGEÉ sur les revenus requis du Distributeur. Ils servent également lors des analyses visant à établir les potentiels technico-économiques. Pour ce faire, des annuités constantes sur 10 ans sont utilisées²¹.

Le Distributeur estime que le coût évité de fourniture et transport à court terme, soit jusqu'à l'atteinte du volume d'électricité patrimoniale prévu par la Loi, est de l'ordre de 2,79 ¢/kWh. Ce coût est modulé en fonction des usages et des catégories de clients. À ces coûts, le Distributeur ajoute un montant représentant les coûts évités relatifs à la distribution²².

Pour le long terme, c'est-à-dire en marge du volume d'électricité patrimoniale, le Distributeur utilise un coût évité de fourniture et transport reflétant l'ajout d'équipements hydrauliques et de transport. Globalement, le coût de fourniture demeure égal à 2,79 ¢/kWh auquel s'ajoute graduellement, à partir de 2004, une valeur représentant l'ajout d'équipements de transport²³.

À titre d'exemple, pour l'année 2007, le coût évité pour l'usage chauffage des locaux est de 7,49 ¢/kWh, soit 0,56 ¢/kWh pour la composante distribution et 6,93 ¢/kWh pour la

¹⁸ Pièce HQD 1, document 1, page 52 et page 53 révisée le 29 janvier 2003.

¹⁹ Pièce HQD 1, document 1, page 54 révisée le 29 janvier 2003; pièce HQD-1, document 1, annexe 1, page 4 révisée le 29 janvier 2003.

²⁰ Pièce HQD 1, document 1, page 56.

²¹ Pièce HQD-2, document 3, page 4.

²² Pièce HQD-2, document 3, pages 3 à 5.

²³ Pièce HQD-2, document 3, page 4; pièce HQD-3, document 1.1, page 16.

composante fourniture et transport. Selon, le Distributeur, la composante fourniture et transport reflète le prix du marché, lequel est évalué à environ 6 ¢/kWh²⁴.

Le Distributeur procède également à une réévaluation du potentiel technico-économique sur la base de la structure traditionnelle des coûts évités, mais cette fois en augmentant de 25 % les coûts utilisés. Le potentiel technico-économique passerait alors de 8,5 TWh à 9,7 TWh. Toutefois, une augmentation de 25 % des coûts évités représente, pour le Distributeur, une situation extrême²⁵.

Modification des coûts évités

Le Distributeur entend modifier les coûts évités de long terme de fourniture et transport afin de tenir compte des propositions retenues du premier appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement en électricité. Les résultats préliminaires des soumissions obtenues démontrent que le coût de fourniture et transport se situe à 6 ¢/kWh (en \$ constants de 2007) à compter de 2006²⁶.

Concernant sa structure, ce coût n'est pas différencié selon la pointe d'hiver, reflétant ainsi le fait que la puissance requise en marge de l'électricité patrimoniale est peu différenciée entre l'hiver et l'été d'ici à 2011. Cependant, en se basant sur les variations de prix observées sur les marchés limitrophes, le Distributeur différencie le coût évité de fourniture et transport en fonction des heures de pointe pour tous les jours ouvrables de l'année de 6 h à 22 h, et des heures hors pointe pour le reste des heures de l'année. Le Distributeur estime l'écart du coût prévu entre les heures de pointe et les heures hors pointe à environ 1 ¢/kWh. Selon le Distributeur, cet écart peut aussi représenter le coût associé à l'utilisation d'approvisionnements flexibles tels que les produits cyclables²⁷.

Une réévaluation sommaire du potentiel technico-économique avec ces nouveaux coûts évités montre une légère augmentation de 8,5 TWh à près de 9 TWh. Avec cette nouvelle estimation des coûts, l'impact maximal sur les revenus requis, qui était de 28 M\$ en 2006, se trouverait réduit à 19 M\$ pour la même année. La rentabilité découlant du CTR passerait pour sa part de 70 à 126 M\$ actualisés de 2002²⁸.

²⁴ Pièce HQD-2, document 3, page 5; NS, volume 1, page 28.

²⁵ NS, volume 1, page 31.

²⁶ Pièce HQD-1, document 1, page 57 révisée le 29 janvier 2003; pièce HQD-2, document 3, page 6.

²⁷ Pièce HQD-2, document 3, pages 6 et 7; NS, volume 1, pages 198 et 199.

²⁸ Pièce HQD-1, document 1, page 57 révisée le 29 janvier 2003.

Le Distributeur conclut que le niveau des coûts évités a peu d'impact sur les programmes d'initiatives énergétiques des marchés commercial, institutionnel et industriel. En effet, selon lui, ces programmes sont suffisamment englobants pour permettre aux clients de choisir les mesures désirées et les subventions sont accordées en fonction des périodes de retour sur l'investissement et non en fonction du niveau des coûts évités. Selon le Distributeur, seul l'impact tarifaire devrait être modifié à la suite d'une variation des coûts évités. Pour le marché résidentiel, le Distributeur mentionne qu'une variation des coûts évités pourrait entraîner l'ajout de certaines mesures d'économie d'énergie, mais que les approches commerciales demeureraient inchangées²⁹.

3.1.3 PROGRAMMES DU PGEÉ

Le PGEÉ comporte seize programmes d'économie d'énergie, dont trois au marché résidentiel consistent à appuyer financièrement des programmes de l'AEÉ. Le tableau ci-après présente une description des programmes du PGEÉ, la clientèle ciblée et les objectifs visés par ces programmes.

DESCRIPTION	OBJECTIFS
Diagnostic énergétique personnalisé ³⁰ <i>Clientèle résidentielle et clientèle CI dont la consommation annuelle est inférieure à 90 000 kWh</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Diagnostic énergétique par Internet ou par la poste. Recommandations pour une utilisation efficace de l'électricité. Référence aux programmes de thermostats électroniques et de minuteries de piscines ainsi qu'aux programmes de l'AEÉ³¹. • Aucun partenariat envisagé. • Suivi basé sur les données recueillies et sur des sondages. • Risques envisagés par le Distributeur : l'objectif est ambitieux et son atteinte nécessitera un effort important de communication. L'adaptation nécessaire du progiciel au contexte québécois pourrait ralentir le rythme d'adhésion au programme. 	Clientèle résidentielle : <ul style="list-style-type: none"> • Économies de 130 GWh • 750 000 ménages participants (environ 6,3 %/an) Clientèle CI : <ul style="list-style-type: none"> • Économies de 13 GWh • 18 000 participants (3 %/an des abonnés visés)
Promotion des thermostats électroniques dans le marché existant et dans la nouvelle construction ³² <i>Clientèle résidentielle et clientèle CI dont la consommation annuelle est inférieure à</i>	

²⁹ NS, volume 1, page 135; NS, volume 2, pages 47 et 48.

³⁰ Pièce HQD-2, document 5, pages 3 et 4; pièce HQD-2, document 6, pages 3 à 5.

³¹ NS, volume 1, page 34.

³² Pièce HQD-2, document 5, pages 5 à 9.

DESCRIPTION	OBJECTIFS
<i>90 000 kWh</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Soutien financier au remplacement des thermostats bimétalliques par des thermostats électroniques : <ol style="list-style-type: none"> 1. Marché existant : un thermostat électronique gratuit à l'achat de quatre³³ (coût moyen de 45 \$) sur preuve d'achat; 2. Nouvelle construction : différentiel entre le bimétallique et l'électronique, maximum de 240 \$ par habitation. • Ententes de collaboration envisagées avec les fabricants, détaillants, maîtres électriciens et intervenants du milieu de la construction. • Suivi basé sur le nombre de participants et sur des sondages. • L'installation des thermostats n'est pas incluse³⁴. • Dans le cas où la norme CSA C828-99 rendant obligatoire l'installation de thermostats performants dans la nouvelle construction serait adoptée, le programme serait arrêté³⁵. 	<p>Marché existant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Économies de 43 GWh (34 GWh dus à la précision de l'appareil et 9 GWh dus à l'abaissement manuel de la température) • Vente de 269 000 thermostats (4,1 % des thermostats muraux) <p>Nouvelle construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Économies de 18 GWh (11 GWh dus à la précision des thermostats et 6,4 GWh dus à l'abaissement manuel de la température) • Installation dans 21 234 unités d'habitation, soit 90 000 thermostats
Promotion des minuteriers pour filtres de piscine³⁶ <i>Clientèle résidentielle</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Soutien financier de 10 \$/minuterie sur preuve d'achat d'une minuterie pour le filtre de piscine. • Ententes de collaboration envisagées avec les fabricants et détaillants. • Suivi basé sur le nombre de participants et sur des sondages. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 25 GWh (réduction du fonctionnement du filtre de 10 heures par jour) • Vente et installation de 28 000 minuteriers

³³ Pièce HQD-3, document 1.1, pages 44 et 50.

³⁴ NS, volume 1, pages 278 et 279; NS, volume 2, pages 63 et 64.

³⁵ Pièce HQD-2, document 5, page 9.

³⁶ Pièce HQD-2, document 5, pages 9 à 11.

DESCRIPTION	OBJECTIFS
Programme Inspection Plus de l'AEÉ³⁷ <i>Clientèle résidentielle : habitations de 1 à 3 logements chauffées principalement à l'électricité (TAE)</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Soutien financier de 2 887 000 \$ sur 4 ans au programme Inspection Plus de l'AEÉ. Ce programme comporte l'inspection énergétique de l'habitation, la sensibilisation des occupants à l'efficacité énergétique et la formation de professionnels de l'industrie. • Risques envisagés par le Distributeur : l'objectif est ambitieux et son atteinte implique une bonne infrastructure d'inspections et un bon effort de communication. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 48 GWh • Réalisation de 31 500 inspections, dont 14 175 conduiront à des travaux
Programme Novoclimat de l'AEÉ³⁸ <i>Clientèle résidentielle : nouvelles maisons unifamiliales TAE³⁹</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Soutien financier de 1 821 000 \$ sur 4 ans au programme Novoclimat de l'AEÉ. Ce programme vise la construction et la certification de maisons unifamiliales performantes. • Plan de suivi à établir avec l'AEÉ. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 14 GWh (7 250 kWh pour une maison érigée sur site et 5 550 kWh pour une maison usinée) • Certification de 2 037 résidences, soit environ 510 maisons/an
Programme d'efficacité énergétique chez les ménages à budget modeste de l'AEÉ⁴⁰ <i>Clientèle résidentielle TAE rencontrant certains critères liés au revenu et défrayant les coûts de l'énergie</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Soutien financier de 150 \$ par visite réalisée au programme d'efficacité énergétique chez les ménages à budget modeste de l'AEÉ. Ce programme consiste à sensibiliser les ménages à l'efficacité énergétique et à installer des produits économiseurs d'énergie par l'entremise d'organismes communautaires. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 17 GWh (environ 5 % de la facture électrique des ménages visités) • Réalisation de 5 040 visites/an

³⁷ Pièce HQD-2, document 5, pages 11 à 13.

³⁸ Pièce HQD-2, document 5, pages 13 à 15.

³⁹ Pièce HQD-3, document 1.1, page 61.

⁴⁰ Pièce HQD-2, document 5, pages 16 et 17.

DESCRIPTION	OBJECTIFS
Rénovation énergétique dans les habitations à loyer modique⁴¹ <i>Clientèle résidentielle : propriétaires d'immeubles souscrivant aux programmes de rénovation résidentielle</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Soutien financier estimé de façon préliminaire à 2,7 M\$⁴²aux programmes de rénovation d'HLM (enveloppe thermique et thermostats électroniques). • Partenariat envisagé avec diverses organisations et l'AEÉ. • Le projet est lié aux fonds alloués aux programmes de rénovation existants. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 4,4 GWh⁴³, plus des économies (non estimées) pour les thermostats électroniques • Maximum de 350 immeubles/an
Programme d'initiatives énergétiques⁴⁴ <i>Clientèle CI (incluant municipale) avec un potentiel minimal d'économie de 10 000 kWh/an et clientèle PMI avec un potentiel minimal d'économie de 25 000 kWh/an</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Aide financière à la réalisation de travaux ou de mesures visant la réduction de la consommation d'électricité : moindre de 10 ¢/kWh annuel économisé, d'un montant permettant de ramener le coût des travaux sous le seuil d'une PRI de 18 mois ou de 350 000 \$⁴⁵. • Partenariat envisagé avec les forces du marché (Sociétés de gestion énergétique, firmes d'ingénieurs, entrepreneurs), l'AEÉ et l'OEÉ. • Suivi basé sur les intrants et extrants de l'outil d'analyse des projets; l'évaluation des impacts énergétiques est à définir. • Risques envisagés par le Distributeur : la mise en veilleuse de certains projets, pour profiter de l'aide financière, risque de créer un certain malaise dans le marché. 	<p>Clientèle CI :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Économies de 162 GWh⁴⁶ <ol style="list-style-type: none"> 1. Nouvelle construction : 37 bâtiments/an (taux de participation de 15 %) 2. Parc existant – tarifs G et M : 745 bâtiments/an (taux de participation de 1,8 %) 3. Parc existant - tarif L : 10 bâtiments <p>Clientèle PMI :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Économies de 48 GWh⁴⁷ • Environ 650 projets

⁴¹ Pièce HQD-2, document 5, pages 17 à 19.

⁴² Pièce HQD-1, document 1, page 49 révisée le 29 janvier 2003.

⁴³ Pièce HQD-3, document 1.1, pages 25.

⁴⁴ Pièce HQD-2, document 6, pages 5 à 9; pièce HQD-2, document 7, pages 5 à 8.

⁴⁵ NS, volume 2, pages 71 et 72.

⁴⁶ Pièce HQD-3, document 1.1, page 27.

⁴⁷ Pièce HQD-3, document 1.1, page 29.

DESCRIPTION	OBJECTIFS
Programme d'éclairage public⁴⁸ <i>Clientèle CI : municipalités</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Soutien financier de 25 \$ par ampoule ou de 75 \$ à 100 \$ par système pour la conversion des feux de circulation incandescents aux diodes. • Promotion des cellules photoélectriques pour l'éclairage des voies publiques. • Partenariat envisagé avec les municipalités et le ministère des Transports. L'AEÉ fera la promotion du programme. • Suivi basé sur les formulaires de participation. • Le coût de la main-d'œuvre n'est pas considéré. • Un remplacement progressif est prévu. Si le remplacement naturel s'élevait, l'aide financière pourrait être éliminée. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 10 GWh • Remplacement d'environ 20 000 ampoules entre 2004 et 2006
Programme d'initiatives énergétiques dans les bâtiments administratifs d'Hydro-Québec⁴⁹ <i>Clientèle CI : bâtiments administratifs d'Hydro-Québec</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place de mesures et réalisation de travaux permettant d'améliorer la performance énergétique des bâtiments • Le budget de 2,4 M\$ couvre la totalité des coûts engendrés pour la réalisation des mesures et des travaux. • Aucun partenariat envisagé. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 12 GWh • Ensemble des 84 bâtiments administratifs d'Hydro-Québec dont elle est propriétaire, soit environ 28 bâtiments par année

⁴⁸ Pièce HQD-2, document 6, pages 10 à 12.

⁴⁹ Pièce HQD-2, document 6, pages 12 à 14.

DESCRIPTION	OBJECTIFS
<p>Programme d'aide à la décision⁵⁰ <i>Clientèle PMI, tout particulièrement les clients dont la consommation est inférieure à 500 000 kWh/an</i></p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Développement et diffusion sur Internet d'outils permettant d'évaluer les sources d'inefficacité énergétique d'une entreprise et d'appliquer les mesures correctrices appropriées : progiciels de vérification, guides d'audit énergétique et algorithmes d'ingénierie. • Collaborations envisagées avec des universités, laboratoires, agences nationales et internationales et autres institutions oeuvrant dans le domaine. • Suivi basé sur les données recueillies pour chaque recommandation émise et sur des sondages. • Risques envisagés par le Distributeur : la période de rodage et l'adaptation des outils aux spécificités québécoises pourraient ralentir le rythme d'adhésion au programme. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 21 GWh • Taux de participation estimé à 30 % de la clientèle visée, soit 3 100 PMI
<p>Démonstration et sensibilisation pour les procédés industriels⁵¹ <i>Clientèle GI</i></p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Programme comportant 2 volets : <ol style="list-style-type: none"> 1. Démonstration : Support financier à la démonstration de technologies novatrices visant la réduction de la consommation d'énergie. Nature de l'aide à définir spécifiquement pour chaque projet; 2. Sensibilisation : Activités personnalisées de promotion et d'information. Diffusion de guides techniques. Support financier pour audit énergétique sous forme d'un pourcentage des coûts jusqu'à concurrence d'un montant maximal. • La participation des équipementiers est probable pour le volet Démonstration et celle d'associations industrielles, de l'AEÉ et des ingénieurs-conseils est envisagée pour le volet Sensibilisation. • Suivi du volet Démonstration par mesure de la consommation d'électricité (fournie par le client - protocole à déterminer) avant et après installation de la nouvelle technologie et suivi du volet Sensibilisation selon des modalités à déterminer. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies totales de 79 GWh⁵² • Démonstration : participation définie spécifiquement pour chaque projet avec un objectif global de 60 GWh • Sensibilisation : <ol style="list-style-type: none"> 1. Rencontres de sensibilisation auprès de toutes les GI d'ici 2006 , 2. Réalisation de 13 audits énergétiques (taux de participation de 7 %), 3. Économies d'énergie estimées à 19 GWh (implantation des mesures identifiées lors des audits énergétiques),

⁵⁰ Pièce HQD-2, document 7, pages 3 à 5.

⁵¹ Pièce HQD-2, document 8, pages 3 à 8.

⁵² Pièce HQD-3, document 1.1, page 40.

DESCRIPTION	OBJECTIFS
<ul style="list-style-type: none"> • Risques envisagés par le Distributeur : écart possible entre les économies prévues et réelles compte tenu de la diversité des projets et du recours à de nouvelles technologies. 	<p>4. 150 consultations du site Internet.</p>
<p>Programmes d'initiatives pour les procédés industriels⁵³ <i>Clientèle GI</i></p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Soutien financier de projets d'économie d'énergie soumis par les participants (équipements périphériques et procédés de fabrication, excluant la conversion aux énergies fossiles). • Aide financière : moindre de 75 % des coûts de l'équipement, de 15 ¢/kWh économisé ou de 350 000 \$⁵⁴. Exclusion des projets dont la PRI est supérieure à 10 ans. Validation des économies d'énergie réelles avant le déboursé final de l'aide financière. • Implication éventuelle de certains partenaires tels les associations industrielles, l'AEÉ et les firmes d'ingénieurs-conseils à définir dans le développement du programme. • Modalités de suivi à définir. • Risques envisagés par le Distributeur : estimation des économies d'énergie et du nombre de participants sujets à des marges d'erreur. 	<ul style="list-style-type: none"> • Économies de 100 GWh • Environ 30 projets d'initiatives énergétiques (taux de participation de 16 %)

⁵³ Pièce HQD-2, document 8, pages 8 à 10.

⁵⁴ NS, volume 1, page 56.

3.1.4 NATURE DES CHARGES ADMISES AU COMPTE DE FRAIS REPORTES

Dans sa demande amendée du 5 novembre 2002, le Distributeur demande à la Régie :

« [...] de lui permettre de verser au compte de frais reportés créé en vertu de la décision D-2002-25, l'ensemble des dépenses encourues pour l'élaboration, la mise en place et la réalisation du PGEÉ depuis février 2002 (date de la décision D-2002-25) et ce, pour toute la durée du PGEÉ; »

En audience, le Distributeur réclame l'inclusion dans le compte de frais reportés de toutes les dépenses, sans exception, reliées au développement et à la réalisation du PGEÉ⁵⁵. Il considère que les dépenses du PGEÉ constituent des actifs réglementaires dont l'amortissement pourrait débiter en phase 2 du dossier tarifaire du Distributeur (R-3492-2002)⁵⁶.

3.2 POSITION DES INTERVENANTS

3.2.1 APPRECIATION GENERALE DU PGEÉ

La plupart des intervenants s'entendent pour dire que l'objectif d'économie d'énergie du PGEÉ est trop faible. Cependant, plusieurs recommandent quand même l'approbation du plan, sous réserve de certains ajustements, afin que le Distributeur puisse rapidement reprendre ses activités dans le domaine de l'efficacité énergétique.

3.2.2 OBJECTIF ET ASPECTS ÉCONOMIQUES DU PGEÉ

L'objectif d'économie d'énergie de 750 GWh proposé par le Distributeur à la suite d'une injection de 233 M\$ est acceptable aux yeux de l'AIEQ. Selon l'intervenante, cet objectif est de l'ordre de grandeur des résultats moyens atteints aux États-Unis⁵⁷.

Du fait que chacun des seize programmes proposés par le Distributeur développe un CTR positif, l'AIEQ estime qu'ils constituent la meilleure option pour contribuer à l'équilibre énergétique pour la période 2003-2006⁵⁸.

⁵⁵ NS, volume 2, page 36.

⁵⁶ NS, volume 5, page 110.

⁵⁷ Pièce AIEQ-1, page 5.

⁵⁸ Pièce AIEQ-1, page 1.

Même si l'intervenante considère trop faibles les coûts évités utilisés par le Distributeur pour évaluer le potentiel d'économie d'énergie, elle ne croit pas que cette situation doit freiner le lancement du présent PGEÉ. Par contre, pour le prochain plan, l'AIEQ recommande qu'une nouvelle étude du potentiel plus représentative des coûts soit réalisée et qu'elle soit effectuée par une instance neutre⁵⁹.

Enfin, l'AIEQ préconise une reconnaissance des coûts du PGEÉ en fonction des résultats obtenus. Pour ce faire, l'intervenante suggère que les coûts du PGEÉ ne soient reconnus par la Régie que si 75 % de l'objectif fixé est atteint, à condition qu'il n'y ait pas de dépassement de budget. Plutôt que de procéder à une hausse des tarifs pour financer le PGEÉ, l'AIEQ propose d'ajouter une prime forfaitaire pour chaque kWh vendu⁶⁰.

AQCIE/AIFQ recommande que la mise en place de tout programme d'efficacité énergétique soit autorisée uniquement dans la mesure où elle n'entraîne pas d'augmentation tarifaire. L'intervenant recommande également que les coûts liés à tout programme d'efficacité énergétique soient alloués à la classe tarifaire qui en bénéficie. Par contre, il ajoute qu'il pourrait être acceptable que l'allocation des coûts se fasse dans une étape ultérieure au présent dossier⁶¹.

AQCIE/AIFQ considère que, si les coûts évités sont définis correctement, l'utilisation du test du CTR est appropriée pour évaluer la rentabilité économique pour la société d'une mesure d'efficacité énergétique⁶².

La **FCEI** se dit en accord avec la position du Distributeur selon laquelle tous les programmes doivent être rentables individuellement selon le test du CTR. Dans la mesure où les coûts engendrés par le PGEÉ sont inférieurs aux bénéfices, la FCEI estime que le plan soumis par le Distributeur est raisonnable⁶³.

La FCEI considère également raisonnables les montants prévus par le Distributeur pour la recherche et le développement. Cependant, elle suggère que ces dépenses soient comptabilisées immédiatement par catégorie de clients afin de faciliter l'allocation des coûts le temps venu⁶⁴.

⁵⁹ NS, volume 3, page 96.

⁶⁰ Pièce AIEQ-1, page 12.

⁶¹ Pièce AQCIE/AIFQ-1, onglet 1, pages 2 et 3; NS, volume 3, pages 53 à 56.

⁶² Pièce AQCIE/AIFQ-1, onglet 2, page 22; NS, volume 3, page 23.

⁶³ NS, volume 2, pages 99 et 109.

⁶⁴ NS, volume 2, page 110; pièce FCEI-1, page 11.

GRAME-UDD croit que la méthode d'évaluation des mesures reposant sur les coûts évités s'avère un outil insuffisant pour décider de l'ampleur de l'effort requis en efficacité énergétique. Selon l'intervenant, dans une perspective de développement durable, la Régie doit décider d'un pourcentage de la base tarifaire qu'il serait justifié d'octroyer à l'efficacité énergétique. À ce titre, GRAME-UDD recommande que l'objectif d'économie d'énergie soit fixé à 1 % des revenus requis du Distributeur d'ici 2007, et à au moins 2 % d'ici 2011. Ces objectifs reposent sur un balisage de plusieurs pays américains et européens effectué par l'intervenant⁶⁵.

GRAME-UDD croit que les études réalisées au sujet du potentiel technico-économique sous-estiment ce potentiel, notamment, en raison de l'oubli de certaines mesures offrant un potentiel significatif et de l'utilisation de coûts évités trop faibles. Concernant ces derniers, l'intervenant estime qu'ils doivent correspondre entièrement au prix des récents appels d'offres et prendre en compte le coût des externalités⁶⁶.

Négawatts considère nettement insuffisant l'objectif de 0,75 TWh d'économie d'énergie fixé par le Distributeur. Selon l'intervenante, le Distributeur sous-évalue le potentiel technico-économique, en ne tenant compte que des effets qui peuvent réduire la réalisation des potentiels d'économie d'énergie, comme les effets d'opportunisme et d'effritement, sans prendre en compte les effets de bénévolat et de renouvellement⁶⁷.

Négawatts est d'avis que la rentabilité des programmes d'économie d'énergie proposés est sous-évaluée et que leur impact sur les tarifs d'électricité est surévalué, notamment du fait que les coûts évités utilisés par le Distributeur sont trop bas⁶⁸.

Négawatts recommande à la Régie de faire réaliser une étude indépendante pour connaître le réel potentiel d'économie d'énergie et de porter l'objectif du PGEÉ à 2,9 TWh, soit la même proportion de réalisation du potentiel d'économie visée par Hydro-Québec en 1993. Selon Négawatts, il est souhaitable de créer un comité *ad hoc* composé de représentants des fournisseurs d'énergie et des groupes du milieu afin d'encadrer la réalisation de l'étude sur le potentiel d'économie d'énergie et d'établir une stratégie globale visant la réalisation du plein potentiel d'économie d'énergie au Québec⁶⁹.

⁶⁵ Pièce GRAME-UDD-2, document 1, page 4; NS, volume 2, pages 142 à 155.

⁶⁶ Pièce GRAME-UDD-2, document 1, page 5; pièce GRAME-UDD-2, document 2, page 20.

⁶⁷ NS, volume 2, pages 221 à 224; pièce NPI-1, page 12.

⁶⁸ Pièce NPI-2, pages 2 et 3; pièce NPI-1, page 12.

⁶⁹ Pièce NPI-4, pages 35 et 36 de la version électronique (copie originale non paginée).

OC insiste pour que l'impact tarifaire du PGEÉ demeure faible afin de ne pas pénaliser les consommateurs à faible revenu. L'intervenante estime que l'impact tarifaire du PGEÉ ne devrait pas dépasser 1 % des revenus requis de distribution. Or, le PGEÉ prévoit un impact tarifaire de 1,16 %⁷⁰.

Afin de diminuer légèrement l'impact tarifaire, OC suggère d'intégrer, dans le dossier tarifaire, une provision pour l'efficacité énergétique au lieu de porter les dépenses des programmes dans le compte de frais reportés. À tout le moins, ceci permettrait d'économiser les frais d'intérêts⁷¹.

Le **RNCREQ** est d'avis que les coûts évités utilisés par le Distributeur pour évaluer le potentiel technico-économique et la rentabilité des mesures d'économie d'énergie sont basés sur un scénario irréaliste d'achat d'électricité d'une centrale hydroélectrique à un coût unitaire d'environ 3 ¢/kWh⁷².

L'intervenant émet des réserves au sujet de la nouvelle structure de coûts évités envisagée par le Distributeur. Premièrement, il estime que le Distributeur doit tenir compte du coût des externalités. Deuxièmement, il ne croit pas qu'il est opportun de retirer toute variation saisonnière du coût évité du fait que certains produits d'approvisionnement modulables seront requis d'ici quelques années. Troisièmement, le RNCREQ considère assez inusitée l'utilisation de prix prévalant sur les marchés américains pour déterminer les variations de coûts évités, puisque cette façon de faire équivaut à considérer le coût évité comme un coût d'opportunité de court terme. Normalement, la notion de coût évité représente davantage une notion de long terme. L'intervenant juge également trop faible l'écart de 1 ¢/kWh utilisé par le Distributeur pour différencier le prix en période de pointe de celui de la période de hors pointe⁷³.

Concernant le potentiel technico-économique, le RNCREQ estime ne pas posséder toutes les informations requises pour bien en évaluer le caractère raisonnable. Ainsi, l'intervenant croit que le Distributeur devrait présenter une étude complète du potentiel technico-économique incluant suffisamment d'information afin de permettre une contre-expertise du travail effectué. Cette étude utiliserait les coûts évités réévalués selon l'hypothèse que les mesures d'économie d'énergie permettent de reporter l'acquisition d'une nouvelle source d'approvisionnement⁷⁴.

⁷⁰ NS, volume 3, pages 167 et 168.

⁷¹ NS, volume 3, pages 168 et 169.

⁷² Pièce RNCREQ-1, page 9.

⁷³ Pièce RNCREQ-1, pages 10 à 14.

⁷⁴ Pièce RNCREQ-1, pages 16 à 19.

Quant aux budgets généraux prévus par le Distributeur, le RNCREQ les considère trop faibles pour une entreprise de cette taille. En effet, les budgets pour l'efficacité énergétique ne représentent que 0,38 % des revenus du Distributeur, ce qui est bien inférieur à 1,71 %, représentant la moyenne des dépenses de dix états américains. Pour le RNCREQ, il serait raisonnable de doubler les budgets alloués à l'efficacité énergétique⁷⁵.

Finalement, le RNCREQ fait remarquer que le support financier aux participants est insuffisant pour le secteur résidentiel en comparaison, notamment, au support accordé aux clientèles CII⁷⁶.

À l'instar de GRAME-UDD, S.É./STOP émet l'opinion que la rentabilité des programmes ne doit pas être le seul critère de sélection des mesures d'économie d'énergie devant être mises en place. L'intervenant propose plutôt de déterminer un objectif annuel d'économie d'énergie de l'ordre de 2,5 TWh d'ici 3 ans⁷⁷.

S.É./STOP suggère d'utiliser un nouveau test, en sus des tests déjà retenus par le Distributeur, soit celui du coût et des bénéfices totaux en ressources par lequel les bénéfices de toutes les parties seraient pris en compte. Cependant, seuls les coûts de la mesure et les coûts de commercialisation encourus par le Distributeur seraient pris en compte⁷⁸.

Pour augmenter la performance du PGEÉ et diminuer la pollution à plus long terme, l'intervenant préconise la mise en place d'un incitatif à la performance du PGEÉ⁷⁹.

UC déplore le manque d'intérêt du Distributeur envers l'efficacité énergétique. L'intervenante estime que l'objectif de 750 GWh et le budget de 109 M\$ ne peuvent être comparés aux réalisations de la seule année 1995, où les programmes d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec ont permis d'économiser 1,6 TWh grâce à des investissements de 66 M\$⁸⁰.

L'intervenante est d'avis que l'évaluation du potentiel technico-économique présentée par le Distributeur doit être rejetée. En effet, UC identifie de sérieuses failles au niveau de l'approche et de la méthodologie utilisées pour son évaluation. Parmi celles-ci, l'intervenante note que le Distributeur n'a pas préalablement déterminé de potentiel

⁷⁵ Pièce RNCREQ-1, pages 36 à 43.

⁷⁶ Pièce RNCREQ-1, page 26.

⁷⁷ Pièce SÉ-GS-2, document 1, pages 15 à 17.

⁷⁸ Pièce SÉ-GS-2, document 1, page 19.

⁷⁹ Pièce SÉ-GS-2, document 1, page 58.

⁸⁰ Pièce UC-2, document 1, page 3.

technique et a utilisé un coût évité de court terme au lieu du réel coût évité associé à un coût de fourniture additionnelle⁸¹.

De surcroît, UC souligne l'iniquité apparente du PGEÉ envers la clientèle résidentielle, dont l'effort financier relatif par rapport à l'investissement du Distributeur est plus important que celui des autres clientèles. L'intervenante propose donc une réallocation des budgets entre les différentes catégories de clients⁸².

L'UMQ considère essentiel d'ajuster le PGEÉ pour permettre l'élaboration et le financement de programmes dédiés aux composantes institutionnelle et industrielle du marché municipal. Ce faisant, l'UMQ recommande d'évaluer les potentiels technico-économiques de ces deux composantes du marché municipal et de présenter un budget spécifique⁸³.

3.2.3 APPRÉCIATION DES PROGRAMMES DU PGEÉ

La plupart des intervenants proposent une bonification du contenu des programmes du PGEÉ ainsi qu'une augmentation des budgets qui y sont liés. En outre, certains s'interrogent sur la pertinence de l'approche unique, par Internet ou par voie postale, préconisée dans le cadre du programme de diagnostic personnalisé, étant donné le souhait du Distributeur de rejoindre un très grand nombre de participants.

Négawatts et le RNCREQ préconisent une approche plus adaptée et personnalisée à la clientèle résidentielle. Négawatts propose une approche directe à base communautaire, tandis que le RNCREQ opte pour des visites à domicile intégrées au programme de diagnostic personnalisé⁸⁴.

Dans l'optique d'assurer l'atteinte de l'objectif fixé, le RNCREQ et UC proposent que le programme de diagnostic personnalisé ainsi que les programmes Inspection Plus et Novoclimat s'assortissent d'incitatifs financiers permettant d'accélérer l'implantation des mesures recommandées⁸⁵.

Par ailleurs, le RNCREQ est d'avis que le programme d'aide aux ménages à budget modeste et le programme de rénovation des habitations à loyer modique doivent inclure un plus large

⁸¹ Pièce UC-3, document 1, pages 4 à 9 et page 19; NS, volume 4, page 87.

⁸² NS, volume 4, pages 86, 87 et 121.

⁸³ Pièce UMQ-1, pages 10, 18 et 19.

⁸⁴ Pièce NPI-1, page 43; pièce RNCREQ-1, page 44.

⁸⁵ Pièce RNCREQ-1, page 45; pièce UC-2, document 1, pages 6 et 7.

éventail de mesures. Selon l'intervenant, le programme de promotion des thermostats électroniques doit assurer la promotion des thermostats électroniques programmables. UC partage ce point de vue et ajoute que ces thermostats doivent être installés par des maîtres électriciens membres de la Corporation des maîtres électriciens du Québec⁸⁶.

OC et UC approuvent la participation du Distributeur au programme d'aide aux ménages à budget modeste ainsi qu'au programme de rénovation énergétique dans les habitations à loyer modique. Cependant, OC insiste sur le fait que les coûts du programme de promotion des thermostats sont encore trop élevés pour la clientèle à budget modeste et que les incitatifs qui y sont associés sont insuffisants. Les deux intervenantes suggèrent d'inclure l'installation gratuite de thermostats électroniques dans le programme d'aide aux ménages à budget modeste⁸⁷.

OC souligne également que le PGEÉ néglige la clientèle des ménages à revenu modeste résidant dans des immeubles multilocatifs, du fait que le soutien financier offert n'est pas adapté à leur réalité. À cet égard, l'intervenante propose que le Distributeur étudie la problématique des incitatifs partagés et adapte ses programmes résidentiels en bonifiant notamment son programme d'aide aux ménages à budget modeste. UC partage cette position⁸⁸.

En ce qui a trait aux programmes destinés à la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle, les intervenants appuient leur mise en œuvre, mais expriment certaines réserves quant à l'atteinte des objectifs liés aux programmes reposant trop sur l'initiative du milieu. Par exemple, pour l'AIEQ, le programme d'éclairage public pourrait générer des résultats rapides et rentables, mais les objectifs prévus au plan sont trop timides. Le CERQ et UC abondent dans ce sens en signalant que le Distributeur n'offre aucun incitatif sérieux pour ce programme, considérant la tarification forfaitaire associée à l'éclairage public. D'ailleurs, UC et l'AIEQ proposent que le Distributeur modifie son règlement tarifaire⁸⁹ afin d'encourager les municipalités à participer davantage à son programme d'éclairage public⁹⁰.

Par ailleurs, les intervenants suggèrent quelques modifications quant aux modalités d'application des programmes destinés à ces clientèles. Notamment, la FCEI propose que les seuils d'admissibilité imposés par le Distributeur dans ses programmes d'initiatives

⁸⁶ Pièce RNCREQ-1, page 45; NS, volume 4, pages 108 et 110.

⁸⁷ NS, volume 3, pages 172 à 174; NS, volume 4, page 116.

⁸⁸ NS, volume 3, pages 170 à 172; NS, volume 4, pages 94, 95 et 116.

⁸⁹ *Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*, (1998) 130 G.O. II, 2261.

⁹⁰ Pièce AIEQ-1, pages 10 et 11; pièce CERQ-1, page 9; NS, volume 4, pages 118 et 120.

énergétiques (clientèles CI et PMI) soient abaissés respectivement à 5 000 kWh et 12 500 kWh par projet. Selon UC, pour éviter que le Distributeur ne s'autosubventionne grâce au programme d'amélioration de performance énergétique des bâtiments d'Hydro-Québec, il propose que le Distributeur utilise ses budgets opérationnels pour financer les améliorations plutôt que de le rattacher au budget spécifique du PGEÉ⁹¹.

Enfin, l'UMQ signale que le PGEÉ ne présente aucun programme spécifique au secteur municipal. En effet, le PGEÉ assimile ce secteur à la clientèle CI, bien qu'il soit caractérisé par deux classes d'activités distinctes, soit institutionnelle et industrielle⁹².

3.2.4 AJOUTS SOUHAITÉS AU PGEÉ

Les ajouts proposés par les intervenants peuvent être regroupés en trois catégories : les technologies émergentes (ou approches non traditionnelles), les nouvelles clientèles cibles et la création de fonds spécialisés. Ces trois types d'ajouts visent avant toute chose l'atteinte de l'objectif d'économie d'énergie fixé par le Distributeur ainsi que la réévaluation à la hausse de cet objectif.

Ainsi, GRAME-UDD propose, pour les clientèles CI et GI, une aide à l'implantation de systèmes solaires et, pour la clientèle PMI, un projet pilote d'aménagement des vestibules. Pour sa part, S.É./STOP suggère l'ajout de programmes de substitution de l'énergie électrique destinée au chauffage par le gaz naturel, l'énergie solaire directe ou la géothermie. UC souscrit également à cette dernière proposition et déplore, par ailleurs, que le présent PGEÉ ne couvre pas l'aspect de la gestion de la charge. Elle est soutenue à cet égard par Négawatts⁹³.

Pour sa part, l'UMQ propose au Distributeur de redéfinir ses classes de marché pour y incorporer le secteur municipal. Elle suggère également que le Distributeur élabore de nouveaux programmes destinés spécifiquement à ce secteur et préconise, plus spécifiquement, l'élaboration de programmes de caractérisation des activités industrielles municipales : stations d'assainissement, stations de filtration, sites d'enfouissement, centres de tri et autres⁹⁴.

⁹¹ NS, volume 2, pages 108 et 109; NS, volume 4, page 120; pièce FCEI-1, page 10.

⁹² Pièce UMQ-1, pages 4, 5, 16 et 17.

⁹³ Pièce GRAME-UDD-2, document 1, page 7; pièce SÉ-GS-2, document 1, page vii; pièce UC-2, document 1, pages 3 et 9; NS, volume 4, pages 87 et 88; pièce NPI-1, page 10.

⁹⁴ Pièce UMQ-1, pages 9, 13, 14 et 18.

Enfin, le CERQ, GRAME-UDD et S.É./STOP proposent l'établissement d'un fonds spécialisé permettant de stimuler l'action en efficacité énergétique pour les divers marchés ciblés⁹⁵.

3.2.5 PARTENARIATS

Plusieurs intervenants recommandent que le Distributeur exploite davantage les possibilités de partenariats avec les principaux acteurs du milieu de l'efficacité énergétique afin d'améliorer l'efficacité des interventions et diminuer les coûts. Ainsi, Négawatts indique que le gouvernement du Canada aurait pu davantage être mis à contribution, notamment au plan financier⁹⁶.

Pour sa part, l'AIEQ propose au Distributeur de se tourner davantage vers le milieu de l'énergie et de l'efficacité énergétique, tandis que le CERQ insiste sur l'importance d'une approche intégrant les acheteurs, fabricants et manufacturiers⁹⁷.

La FCEI souligne quant à elle l'importance d'un partenariat avec les distributeurs gaziers ou de mazout pour assurer un meilleur service à la clientèle participante⁹⁸.

S.É./STOP suggère de construire le PGEÉ en partenariat avec les autorités publiques, parapubliques et la société civile. Enfin, l'UMQ se propose comme partenaire pour l'élaboration des programmes et projets destinés au secteur institutionnel municipal⁹⁹.

3.2.6 SUIVI ET ÉVALUATION

Pour les intervenants, un suivi régulier et rigoureux du PGEÉ est essentiel. À cet égard, UC s'inquiète du fait que le suivi et l'évaluation des résultats du plan reposent largement sur des sondages comportant une marge d'erreur considérable. L'intervenante propose de mesurer les économies d'énergie réelles obtenues par un échantillon de participants aux différents programmes¹⁰⁰.

⁹⁵ Pièce CERQ-1, page 17; pièce GRAME-UDD-2, document 1, page 8; pièce SÉ-GS-2, document 1, page vii.

⁹⁶ Pièce NPI-1, page 11.

⁹⁷ NS, volume 3, page 101; pièce CERQ-1, page 12.

⁹⁸ NS, volume 2, pages 104 à 106.

⁹⁹ Pièce SÉ-GS-2, document 1, page iv; pièce UMQ-1, page 12.

¹⁰⁰ NS, volume 3, pages 101 et 102; NS, volume 4, pages 120 et 121; pièce UC-3, document 1, pages 18 et 19.

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

Les montants associés au PGEÉ, la rentabilité des mesures ainsi que son impact sur les tarifs d'électricité ne peuvent être évalués qu'à la suite d'une analyse rigoureuse de la méthodologie d'élaboration du plan, de son contenu, de ses objectifs ainsi que des méthodes de suivi des programmes. Donc, dans l'optique d'apprécier à sa juste valeur les impacts économique et financier du PGEÉ, la Régie étudie, entre autres, le potentiel technico-économique, les coûts évités, le choix des mesures incluses au plan, leur coût et les résultats projetés.

3.3.1 APPRÉCIATION GÉNÉRALE DU PGEÉ

Dans son plan d'approvisionnement 2002-2011, déposé à la Régie le 25 octobre 2001, le Distributeur inclut une provision de 400 GWh pour de nouveaux programmes d'économie d'énergie¹⁰¹. Lors du dépôt de son PGEÉ le 5 novembre 2002, l'objectif d'économie d'énergie est porté à 750 GWh.

La preuve du Distributeur démontre qu'il existe un potentiel d'économie d'énergie rentable au Québec. Les études réalisées pour le compte du Distributeur évaluent le potentiel technico-économique à environ 8,5 TWh. De ce potentiel, le Distributeur se fixe un objectif de réalisation de 750 GWh implantés à la fin de 2006, soit près de 9 % du potentiel identifié.

Considérant la preuve soumise, la situation énergétique actuelle au Québec et les possibilités offertes par l'efficacité énergétique en matière de gestion des approvisionnements, la Régie ne peut qu'encourager le Distributeur à aller de l'avant avec son PGEÉ. Elle accepte l'objectif de 750 GWh d'économie d'énergie et souligne l'importance de l'atteindre dans le délai prévu. En effet, si le Distributeur n'atteignait pas l'objectif fixé, ses options d'approvisionnement alternatives pourraient impliquer des coûts supérieurs à ceux évités grâce aux économies d'énergie. Par ailleurs, dans un contexte de développement durable, la Régie invite le Distributeur à se fixer des objectifs plus ambitieux à long terme.

Selon la Régie, le PGEÉ déposé est un pas dans la bonne direction et l'objectif de 750 GWh constitue un point de départ vers une plus grande efficacité énergétique. À cet égard, la Régie comprend des propos du Distributeur que le PGEÉ déposé s'inscrit dans un processus évolutif sujet à des révisions. C'est dans un souci de continuité que la Régie évalue le plan soumis.

¹⁰¹ Dossier R-3470-2001, pièce HQD-2, document 1, annexe 1A, page 10.

La Régie reconnaît la difficulté, pour le Distributeur, d'établir précisément un budget global à cette étape du PGEÉ et elle est consciente que des ajustements budgétaires seront requis au fur et à mesure de son évolution. Au plan opérationnel, en raison de son expérience, le Distributeur demeure le mieux placé pour identifier ces éventuels ajustements. Dans ce contexte, et en vue de favoriser une accélération, voire une expansion du PGEÉ, la Régie examinera toute demande d'augmentation des budgets consacrés au plan. Toute modification budgétaire apportée au PGEÉ doit, bien entendu, s'inscrire dans le processus de révision prévu par le Distributeur et être soumise à la Régie en temps opportun.

3.3.2 ASPECTS ÉCONOMIQUES DU PGEÉ

Potentiel technico-économique et coûts évités

Selon plusieurs intervenants, le potentiel technico-économique de même que l'objectif d'économie d'énergie sont trop faibles, entre autres, parce que les coûts évités utilisés par le Distributeur reposent sur un coût de fourniture de 2,79 ¢/kWh au lieu de tenir compte d'un coût basé sur les prix d'acquisition de nouveaux contrats d'approvisionnement. La Régie partage l'avis des intervenants au sujet du niveau des coûts évités, à tout le moins en ce qui concerne les années postpatrimoniales. D'ailleurs, elle avait déjà fait part de cette préoccupation dans la décision D-2002-169 relative au plan d'approvisionnement du Distributeur¹⁰².

Afin de répondre à cette préoccupation, le Distributeur présente, dans le cadre du présent dossier, une évaluation préliminaire du coût évité de fourniture et transport reflétant les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux obtenus lors de son premier appel d'offres. Il utilise ce coût aux fins d'analyse de sensibilité sur l'établissement du potentiel technico-économique et pour le calcul des impacts économique et financier du PGEÉ.

La Régie prend note que le Distributeur n'a pas encore arrêté une méthodologie pour établir ses coûts évités. Il entend la présenter à la Régie dès qu'elle sera complète et expliquer son effet sur l'impact tarifaire du PGEÉ. La présentation de cette méthodologie est requise dès que possible et, au moment de sa réception, la Régie l'étudiera dans le contexte du nouveau dossier dont elle sera saisie.

Malgré que le Distributeur affirme que le niveau des coûts évités a peu d'impact sur le choix des mesures d'économie d'énergie, la preuve démontre qu'une nouvelle structure de coûts évités pourrait avoir des impacts sur les mesures proposées, notamment dans le marché

¹⁰² Décision D-2002-169, dossier R-3470-2001, 2 août 2002, page 21.

résidentiel, et que la rentabilité de certaines mesures pourrait s'avérer compromise. En conséquence, la Régie demande au Distributeur de fournir, lors de la présentation de sa nouvelle méthodologie établissant les coûts évités, non pas uniquement les changements au niveau de l'impact tarifaire, mais également les résultats du test du CTR pour chacun des programmes de même que des explications sur les mesures pouvant être ajoutées au PGEÉ à la suite de l'adoption éventuelle de cette nouvelle méthodologie de coûts.

La liste déposée en audience de l'ensemble des mesures évaluées par le Distributeur et l'AEÉ aux fins de l'établissement du potentiel technico-économique ainsi que les économies d'énergie associées à ces mesures¹⁰³ permet à la Régie d'apprécier l'étendue, mais aussi les limites de l'étude de potentiel réalisée par le Distributeur. Même si l'évaluation du potentiel technico-économique constitue une donnée théorique importante, elle n'a toutefois, dans le présent dossier, qu'une pertinence relative, dans la mesure où le PGEÉ ne correspond qu'à 9 % du potentiel total identifié.

Rentabilité des mesures d'économie d'énergie et impact tarifaire

Le test du CTR permet de vérifier s'il en coûte moins cher à la clientèle du Distributeur d'économiser de l'énergie par l'entremise du PGEÉ que de recourir à de la fourniture additionnelle. Selon la Régie, l'application de ce test est un indicateur valable permettant de sélectionner les mesures les plus rentables devant être incluses au plan. L'évaluation des impacts environnementaux et des autres bénéfices impliquerait une étude plus approfondie de leur valeur et de la méthode d'inclusion de ceux-ci aux coûts. La preuve au dossier est insuffisante pour permettre leur prise en compte dans un test de rentabilité.

Dans l'ensemble, le PGEÉ aura un impact tarifaire maximal sur les revenus requis du Distributeur de l'ordre de 0,4 % pour l'année 2006, ce qui constitue un impact acceptable pour la Régie. Cet impact pourrait même être révisé à la baisse à la suite d'une réévaluation des coûts évités.

Concernant le test de rentabilité pour les participants, la Régie note que tous les programmes proposés devraient permettre de réduire leur facture d'énergie d'un montant supérieur aux déboursés requis de leur part. Ceci démontre à la Régie que la clientèle du Distributeur peut être intéressée à participer au PGEÉ.

¹⁰³ Pièce HQD-7, engagement 1.

Niveau et allocation des investissements par catégorie de clientèle

L'équité de traitement entre les clientèles du Distributeur et le niveau du soutien financier pour certaines clientèles sont des facteurs importants dans l'atteinte des objectifs fixés et, à ce titre, demeurent une préoccupation pour la Régie. Les résultats du suivi permettront à la Régie d'évaluer si le niveau et l'allocation du budget par catégorie de clients devront être revus de façon à assurer l'équilibre entre les clientèles.

3.3.3 ORIENTATIONS ET PROGRAMMES DU PGEÉ

La Régie accorde une grande importance à l'atteinte de l'objectif d'économie d'énergie fixé et elle est, dans l'ensemble, favorable à la mise en œuvre des programmes constituant le PGEÉ. La Régie demande, par contre, au Distributeur d'apporter certains ajustements aux programmes et elle émet ses commentaires dans la présente section.

La Régie est préoccupée par le fait que l'atteinte de l'objectif global du PGEÉ repose en grande partie sur une réponse massive de la clientèle résidentielle et sur l'initiative spontanée de la clientèle d'affaires. L'intention du Distributeur d'ajuster les paramètres des programmes pour les faire correspondre aux besoins de la clientèle revêt, dans ce contexte, une grande importance. Comme le précise le Distributeur :

« Mais tout ça, ça va résulter en de l'action sur le terrain et qui va nécessiter des mécanismes d'ajustement et de suivi qui vont être assez rigoureux. [...] »

Et on voit deux rendez-vous, plus urgent à court terme, revenir à l'automne 2003 à la suite de la période de développement pour faire une mise à jour complète des coûts et des impacts des prévisions commerciales, énergétiques, financières et économiques; et de revenir, à l'automne 2004, après une première année complète de mise en œuvre, pour voir aux ajustements qui seraient requis. »¹⁰⁴

La Régie incite le Distributeur à privilégier des modalités simples, accessibles et adaptées au plus grand nombre de participants possible. Plus spécifiquement, dans le cas du programme de diagnostic énergétique personnalisé, la Régie demande au Distributeur d'envisager une approche plus personnalisée et convenant davantage aux besoins des clientèles visées. En effet, une approche unique favorisant exclusivement un contact écrit avec tous les clients n'est pas des plus appropriées pour rejoindre une clientèle diversifiée. Une collaboration avec des organismes spécialisés dans ce type d'interventions permettrait au Distributeur d'élaborer une stratégie d'approche plus personnalisée.

¹⁰⁴ NS, volume 1, pages 39 et 40.

La Régie insiste sur l'importance de promouvoir les produits les plus performants et toutes les mesures rentables afin de s'assurer de profiter de toutes les opportunités d'économie d'énergie. Dans cette optique, le Distributeur devra notamment inclure à l'avenir des mesures de gestion de la charge à son portefeuille d'interventions. De plus, considérant l'ouverture du Distributeur à cet égard¹⁰⁵, la Régie lui demande de modifier ses programmes de promotion des thermostats en proposant à ses clientèles résidentielle et commerciale des thermostats électroniques programmables de préférence aux thermostats électroniques non programmables.

Par ailleurs, la Régie note que le programme de promotion des thermostats électroniques dans le marché existant exclut l'installation des appareils. Pour des raisons de sécurité, le Distributeur doit compléter l'élaboration de son programme à cet égard.

La Régie abonde dans le sens du Distributeur qui souhaite le remplacement du plus grand nombre de thermostats par habitation, mais elle ne croit pas que la gratuité d'un cinquième thermostat soit la meilleure façon d'atteindre cet objectif. En conséquence, elle demande au Distributeur de réviser la modalité de soutien financier au remplacement de thermostats dans le marché existant afin de l'adapter au nombre variable de thermostats d'un logement à l'autre.

En ce qui concerne la promotion des minuteriers de piscine, la Régie souhaite que la portée de l'incitatif financier soit maximisée de façon à réduire le coût de gestion des rabais consentis et note, à cet égard, l'intention du Distributeur de mettre à contribution les intervenants du milieu¹⁰⁶. Une collaboration étroite avec les détaillants de piscines et distributeurs d'équipements permettrait en outre d'assurer une meilleure atteinte des résultats escomptés en termes de taux de participation de la clientèle ciblée. Le Distributeur devra faire état des solutions retenues à cet égard dans le cadre du suivi annuel du PGEÉ.

La problématique des incitatifs partagés, telle qu'exposée par certains intervenants, est importante puisque, d'une part, elle affecte directement l'atteinte de l'objectif fixé et que, d'autre part, la Régie doit s'assurer d'un traitement juste et équitable entre les catégories de clientèles et entre les divers clients d'une même catégorie. La Régie demande donc au Distributeur d'étudier cette problématique afin d'identifier et de développer des solutions pratiques, à même les programmes proposés dans son plan. Le Distributeur devra présenter ces solutions dans le cadre de sa demande d'approbation du budget 2005 du PGEÉ.

¹⁰⁵ NS, volume 1, pages 162 et 164 à 166; pièce HQD-3, document 1.1, page 58.

¹⁰⁶ NS, volume 2, page 66.

La Régie souhaite que les programmes d'initiatives énergétiques destinés aux marchés CI et PMI soient mis en œuvre, mais elle considère que ses paramètres et modalités doivent être spécifiquement adaptés à la réalité de la clientèle institutionnelle, notamment municipale, avant le démarrage de ces deux programmes.

La Régie se questionne sur les résultats qu'obtiendra le programme d'éclairage public, étant donné que la structure tarifaire du service complet d'éclairage public¹⁰⁷ ne contient pas, dans sa forme actuelle, d'incitatif au remplacement d'ampoules tel que promu dans le programme du PGEÉ.

En ce qui a trait au programme d'initiatives énergétiques dans les bâtiments administratifs d'Hydro-Québec, les divisions d'Hydro-Québec autres qu'Hydro-Québec Distribution devront, pour participer au programme, en assurer tous les coûts à même les budgets qui leur sont propres. En conséquence, le Distributeur devra réserver l'éligibilité au soutien financier à ses seuls bâtiments.

Considérant l'aspect évolutif du PGEÉ, la Régie encourage le Distributeur à revoir et à réajuster le contenu de son portefeuille d'interventions, en révisant régulièrement ses études de potentiel et en y incluant l'analyse de toute nouvelle technologie ou opportunité de marché qu'il jugera important d'étudier.

En ce qui concerne plus particulièrement le secteur municipal, la Régie demande au Distributeur d'évaluer, dans le cadre de sa demande d'approbation du budget 2005, le potentiel associé à certains procédés municipaux (usines de traitement de l'eau, tri et traitement des déchets et autres). La Régie souligne, en outre, l'importance de la consultation et de l'établissement de partenariats avec le milieu municipal.

Globalement, compte tenu de la diversité des clientèles à rejoindre dans le cadre du PGEÉ ainsi que de la pertinence d'une approche adaptée à chacune d'elle afin d'atteindre les taux de participation escomptés et, par conséquent, l'objectif d'économie d'énergie prévu, la Régie encourage fortement le Distributeur à envisager et établir rapidement les partenariats nécessaires à la réalisation de son plan.

Ainsi, outre l'AEÉ, le Distributeur se doit de rechercher de nouveaux partenaires. Cependant, les relations établies doivent aller au-delà de la simple collaboration entre un client et ses fournisseurs. En effet, les partenariats réels permettent de multiplier les efforts

¹⁰⁷ *Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*, (1998) 130 G.O. II, 2261, articles 288 à 293.

consentis et d'adapter les interventions privilégiées à la réalité et aux besoins des clientèles visées.

3.3.4 BUDGET

En conséquence de ce qui précède et conformément aux pouvoirs de la Régie en vertu de l'article 49 de sa Loi, la Régie approuve le budget demandé par le Distributeur pour l'année 2003, soit 14,9 M\$¹⁰⁸. Elle demande au Distributeur de prévoir le moment approprié pour déposer ses demandes subséquentes d'approbation budgétaire de façon à ne pas affecter les taux de participation aux programmes, notamment ceux dont l'implantation a un impact pendant la saison de chauffage.

3.3.5 NATURE DES CHARGES ADMISES AU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

Par la décision D-2002-25, la Régie approuvait la création d'un compte de frais reportés. Elle permettait au Distributeur d'y comptabiliser les frais engagés pour la participation des intervenants reconnus ainsi que les coûts reliés à la mise en place de mesures d'économie d'énergie. La liste plus précise de ces coûts ainsi que le traitement des compensations pour les pertes de revenus et subventions aux clients devaient être définis par la Régie dans sa décision finale.

La décision D-2002-288 précisait la méthode d'amortissement et certains éléments du tronc commun du PGEÉ admissibles au compte de frais reportés, sujet à ce que le montant soit reconnu raisonnable dans la décision finale.

Tel que prévu dans la décision D-2002-25, la Régie a examiné les divers types de charges présentés dans le budget de l'année 2003, à savoir le développement, les outils et la gestion des programmes, la formation, l'aide financière et la communication¹⁰⁹. Elle est d'avis que ces charges, totalisant 14,9 M\$, sont nécessaires à l'élaboration, la mise en place et la réalisation du PGEÉ. La Régie conclut que l'ensemble des charges encourues en 2003 peuvent être incluses dans le compte de frais reportés, approuvé précédemment par la décision D-2002-25, et elle reconnaît les budgets soumis comme étant raisonnables.

¹⁰⁸ Pièce HQD-1, document 1, page 51.

¹⁰⁹ Pièce HQD-1, document 1, pages 50 et 51.

3.3.6 SUIVI ET ÉVALUATION

La Régie peut établir, en vertu de l'article 49 de la Loi, un mécanisme de suivi de ses décisions sous la forme qu'elle juge la plus appropriée. Distincte d'un dossier tarifaire, la présente demande du Distributeur peut faire l'objet d'un suivi destiné à mesurer les éventuels écarts budgétaires ainsi qu'à prendre en compte les résultats, études et analyses relatifs à la mise en œuvre du PGEÉ.

Compte tenu, d'une part, de l'importance accordée par la Régie à l'atteinte de l'objectif du PGEÉ et, d'autre part, de son évolution prévue, le processus de suivi et d'évaluation des résultats revêt une importance capitale. Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur d'ajuster les grilles proposées de suivi budgétaire¹¹⁰ de façon à ce qu'elles présentent également les éléments suivants :

- les résultats mensuels;
- les données d'implantation réelles pour chaque intervention;
- les taux d'opportunité par programme;
- le tendanciel par programme;
- les gains unitaires estimés n'incluant que les effets de distorsion technique;
- la distinction des gains unitaires des maisons répondant aux critères Novoclimat de celles répondant également aux normes R-2000.

Le Distributeur devra déposer auprès de la Régie les grilles de suivi modifiées conformément aux exigences décrites ci-dessus, dans le cadre d'un suivi administratif et avant sa prochaine demande d'approbation budgétaire.

Le Distributeur devra diversifier ses méthodes de suivi de façon à valider les résultats et à réduire la marge d'erreur possible en faisant appel, par exemple, au mesurage auprès des clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle. Ces méthodes devront être déposées auprès de la Régie dans le cadre d'un suivi administratif, au terme de la première année complète d'opération du PGEÉ.

Enfin, le Distributeur devra identifier, pour fins de présentation à la Régie lors de sa prochaine demande d'approbation budgétaire, les points critiques où des actions correctives devraient être entreprises si les résultats obtenus n'étaient pas à la hauteur des objectifs fixés.

¹¹⁰ Pièce HQD-3, document 1.1, pages 74 à 81.

Les résultats devront être présentés à la Régie dans le cadre de l'exercice de suivi annuel propre au PGEÉ. Ce suivi devra être effectué lors de chacune des demandes annuelles d'approbation budgétaire. Ces résultats devront permettre à la Régie d'évaluer les modalités développées et mises en pratique par le Distributeur dans ses programmes et de requérir, le cas échéant, les ajustements nécessaires. Notamment, la Régie demande au Distributeur de justifier, lors de la demande d'approbation du budget 2005, le choix des paramètres et modalités d'aide financière des programmes d'initiatives énergétiques, à savoir, le moindre d'un montant par kWh économisé, d'un montant permettant de réduire la période de retour sur l'investissement ou d'un montant maximum par projet. Ces paramètres et modalités devront être ajustés, s'il y a lieu, en fonction des résultats obtenus.

4. FRAIS DES INTERVENANTS

Conformément à l'article 36 (2) de sa loi constitutive, la Régie permet à tous les intervenants de lui soumettre une demande de paiement des frais. La Régie déterminera alors le degré d'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et le montant des frais accordés, notamment selon les critères prévus au *Guide de paiement des frais des intervenants* (le Guide)¹¹¹.

En conséquence de la décision procédurale D-2002-258 et du dépassement de une demi-journée de la durée prévue de l'audience, la Régie établit les bornes maximales suivantes :

- pour la préparation et la présence à l'audience, un nombre maximal pour les services d'avocats n'excédant pas 15,5 jours-personne ou 124 heures-personne;
- pour la préparation et la présence à l'audience, une enveloppe commune pour les services d'experts reconnus à ce titre par la Régie et/ou d'analystes n'excédant pas 25,5 jours-personne ou 204 heures-personne;
- pour la présence à la rencontre technique du 15 janvier 2003, un maximum de deux participants par intervenant, soit 16 heures-personne, à un taux horaire maximal de 100 \$.

Par ailleurs, pour la présence à la rencontre technique du 15 avril 2003 annoncée lors de l'audience du 28 mars 2003, la Régie établit un maximum de 0,5 jour-personne ou 4 heures-personne par intervenant, à un taux horaire maximal de 100 \$. Les frais liés à cette rencontre doivent être spécifiquement identifiés dans la demande de paiement des frais.

¹¹¹ Décision D-99-124, dossier R-3412-98, 22 juillet 1999.

Enfin, la Régie précise qu'aucune heure, en sus des heures de préparation mentionnées ci-dessus, ne sera accordée pour la préparation des rencontres techniques des 15 janvier et 15 avril 2003. De plus, elle rappelle que, selon le Guide, le taux maximum pour la présence de l'expert à l'audience est de 1 500 \$ par jour, et non de 200 \$ de l'heure.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹¹²;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹¹³;

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE le PGEÉ déposé par le Distributeur, sous réserve des quatre ajustements suivants;

DEMANDE au Distributeur de développer des approches plus personnalisées dans le cadre de son programme de diagnostic énergétique;

DEMANDE au Distributeur, dans le cadre de son programme de promotion des thermostats électroniques, d'inclure les thermostats électroniques programmables, de développer des modalités d'installation ainsi que d'ajuster les modalités d'aide financière;

DEMANDE au Distributeur d'adapter les modalités du programme d'initiatives énergétiques à la réalité institutionnelle, notamment municipale;

DEMANDE au Distributeur, dans le cadre du programme d'initiatives énergétiques dans les bâtiments administratifs d'Hydro-Québec, de réserver l'éligibilité au soutien financier à ses seuls bâtiments;

AUTORISE, pour l'année 2003, le budget de 14,9 M\$ soumis par le Distributeur (requis pour la première année de la mise en place du PGEÉ);

¹¹² L.R.Q., c. R-6.01.

¹¹³ (1998) 130 G.O. II, 1245.

PERMET au Distributeur de comptabiliser, à même le compte de frais reportés, les dépenses effectuées dans le cadre du budget ainsi autorisé pour l'année 2003;

PREND ACTE de l'engagement du Distributeur de lui déposer sa nouvelle méthodologie des coûts évités;

DEMANDE au Distributeur de procéder au suivi annuel de son budget ainsi que de l'application de son PGEÉ, selon les modalités prévues à la présente décision;

PERMET aux intervenants de soumettre leur demande de paiement de frais dans les délais légaux;

RÉSERVE sa décision sur le degré d'utilité de chaque intervenant de même que sur le montant des frais.

Lise Lambert
Présidente

Jean-Noël Vallière
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

Liste des représentants :

- Hydro-Québec représentée par M^{es} Éric Fraser et Simon Turmel;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M^e Louis-A. Leclerc;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIE/AIFQ) représenté par M^e Nicolas Plourde;
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ) représenté par M. Jean-Paul Thivierge;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD) représenté par M. Jean-François Lefebvre;
- Négawatts Production Inc. (Négawatts) représentée par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Yves Fréchette;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Pierre Tourigny;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Stratégies énergétiques et Groupe STOP (S.É./STOP) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Claude Tardif;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Diane Simard;
- M^e Anne Mailfait pour la Régie de l'énergie.