

ANALYSE DES BÉNÉFICES NON-ÉNERGÉTIQUES DES PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

PRÉPARÉ PAR :

DUNSKY EXPERTISE EN ÉNERGIE

Philippe Dunsky, Président
Bruno Gobeil, Senior Consultant
Elsa Joly, Consultante
Brent Langille, Consultant

SOUMIS À :

GAZ MÉTRO


21 mai 2015



À PROPOS DE DUNSKY EXPERTISE EN ÉNERGIE

Dunsky Expertise en énergie est spécialisée dans la conception, l'analyse et la mise en œuvre de programmes et politiques visant l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Nos clients comprennent des dizaines de distributeurs d'énergie, d'agences gouvernementales, d'OBNL et d'entreprises privées, principalement au Canada et aux États-Unis.

CLIENTS (liste partielle)



The map displays a wide array of client logos across North America. In the West, logos include BC Hydro, Fortis BC, goGreen Saskatchewan, Calgary, City of Saskatoon, Manitoba Hydro, ENBRIDGE, and Uniongas. The central and eastern US features logos for EcoVA, Southern California Edison, JACO Environmental, A.E.S.P., CEATI International, myserda, NRDC, and PSEG. In Canada, logos include Natural Resources Canada, Agence de l'efficacité énergétique Québec, GazMétro, Hydro Québec, and various provincial energy authorities like Ontario Power Authority and Manitoba Hydro. Other notable logos include National Grid, Eversource, and various state-level efficiency programs like efficiency NB and efficiency MAINE.

EXPERTISE

- ▶ Efficacité énergétique et gestion de la demande
- ▶ Énergies renouvelables et émergentes
- ▶ Marchés du carbone

SERVICES

- ▶ Conception et évaluation de programmes, plans et politiques
- ▶ Support stratégique et réglementaire
- ▶ Support et analyse technique

CLIENTÈLE

- ▶ Gouvernements
- ▶ Distributeurs d'énergie
- ▶ Fournisseurs de solutions
- ▶ Consommateurs d'énergie
- ▶ Associations et OBNLs

Pour en savoir plus, visitez notre site à www.dunsky.ca.

TABLE DES MATIÈRES

1	Introduction	3
2	Contexte	4
2.1	Tests économiques	4
2.2	Principaux BNÉ	5
2.3	Évaluation des BNÉ	7
3	Balisage.....	9
3.1	Survol des résultats.....	10
3.1.1	<i>Régions n'utilisant que des valeurs monétaires estimées.....</i>	<i>11</i>
3.1.2	<i>Régions n'utilisant que des ajouts génériques.....</i>	<i>12</i>
3.1.3	<i>Régions utilisant une approche hybride.....</i>	<i>12</i>
3.2	BNÉ des participants	13
3.2.1	<i>BNÉ participant : faits saillants.....</i>	<i>13</i>
3.2.2	<i>BNÉ participant : valeurs monétaires estimées</i>	<i>14</i>
3.2.3	<i>BNÉ participant : sommaire</i>	<i>18</i>
3.3	BNÉ des administrateurs.....	19
3.3.1	<i>BNÉ administrateur : faits saillants.....</i>	<i>19</i>
3.3.2	<i>BNÉ administrateur : valeurs monétaires estimées</i>	<i>20</i>
3.3.3	<i>BNÉ administrateur : sommaire.....</i>	<i>21</i>
3.4	BNÉ pour la société	22
3.4.1	<i>BNÉ société : faits saillants et valeurs monétaires estimées.....</i>	<i>22</i>
3.4.2	<i>BNÉ société : sommaire</i>	<i>24</i>
4	Degré d'applicabilité des BNÉ pour Gaz Métro.....	25
4.1.1	<i>BNÉ participant.....</i>	<i>25</i>
4.1.2	<i>BNÉ administrateur.....</i>	<i>28</i>
4.1.3	<i>BNÉ société</i>	<i>28</i>
5	Ajouts génériques pour Gaz Métro.....	30
5.1	Définition des ajouts génériques : Survol	30
5.2	Définition des ajouts génériques : Détails	32
5.3	Impact sur l'analyse économique des programmes du PGEE.....	35
6	Conclusion.....	38
	Bibliographie	41
	Annexe 1 – Détail des ajouts génériques par perspective	44

1 INTRODUCTION

Suite à un balisage sur les méthodologies de calcul du Test du Coût Total en Ressources (TCTR) réalisé en 2012, Gaz Métro a constaté, entre autres, que sa méthodologie de calcul ne capturait pas la totalité des bénéfices associés aux investissements en efficacité énergétique. Cette conclusion est également partagée par un grand nombre de gestionnaires de programmes d'économies d'énergie gazière et électrique en Amérique du Nord (Energy Efficiency Screening Coalition, 2013).

Fort de ce constat, Gaz Métro a retenu les services de Dunsky Expertise en Énergie en 2014 afin d'effectuer une étude ayant pour objectifs d'analyser les bénéfices non-énergétiques liés à ses programmes d'économies d'énergie et à ceux d'autres leaders en efficacité énergétique et, le cas échéant, de recommander des améliorations à sa méthode actuelle de calcul du TCTR afin de mieux refléter ces bénéfices.

Dans le cadre du présent rapport, nous tenterons de répondre aux questions clés suivantes :

1. Dans quel contexte s'inscrit l'inclusion des bénéfices non-énergétiques (BNÉ) dans le calcul du TCTR par les administrateurs de programmes d'efficacité énergétique en Amérique du Nord ?
2. Quels sont les principaux BNÉ que l'on retrouve dans la littérature ?
3. Dans quelle mesure et de quelle manière les leaders en efficacité énergétique intègrent les BNÉ dans leur méthode de calcul du TCTR ?
4. Quelles sont les fourchettes de valeurs unitaires utilisées par les leaders en efficacité énergétique pour les principaux BNÉ ?
5. Quels sont les types de BNÉ que pourrait potentiellement générer chacun des programmes actuels du PGEÉ de Gaz Métro ?
6. De quelle façon Gaz Métro pourrait capturer les BNÉ dans sa méthode de calcul du TCTR et des autres tests économiques ?

Tandis que les deux premières questions seront abordées dans la section 2 du présent rapport, les troisième et quatrième questions seront étudiées dans la section 3 à l'aide d'un balisage que nous avons réalisé auprès des leaders en efficacité énergétique en Amérique du Nord. Sur la base des résultats des sections précédentes et d'une analyse de la portée des programmes actuels d'économies d'énergie de Gaz Métro, nous analyserons dans la section 4 la cinquième question, soit le degré d'applicabilité des divers types de BNÉ pour chacun des programmes du PGEÉ du distributeur gazier. Enfin, sur la base des résultats des sections précédentes, nous répondrons à la sixième question dans la section 5 en présentant les ajouts génériques développés pour les programmes de Gaz Métro, ainsi que la méthodologie utilisée pour leur détermination.

2 CONTEXTE

2.1 Tests économiques

Depuis la nouvelle vague d'introduction de programmes d'économies d'énergie en Amérique du Nord au début des années 2000, la non-inclusion des BNÉ dans le cadre de l'analyse de rentabilité des programmes d'économies d'énergie a été reconnue dans la littérature comme une faiblesse importante, car les bénéfices de ces programmes sont ainsi sous-estimés (Energy Efficiency Screening Coalition, 2013; Synapse, 2012a; Regulatory Assistance Project, 2013; Dunsky Expertise en Énergie, 2013; Dunsky, Boulanger, & Mathot, 2012). Toutefois, cette lacune méthodologique était jugée théorique par plusieurs distributeurs gaziers et d'électricité jusqu'à tout récemment, compte tenu que la plupart des programmes étaient économiquement rentables sans la considération des BNÉ.

L'effet de cet enjeu méthodologique a cependant été amplifié à la suite des deux phénomènes suivants qui se sont produits pratiquement au même moment, soit depuis les années 2007-2009 : i) la chute importante des coûts évités du gaz naturel et de l'électricité; ii) le rehaussement des cibles d'économies d'énergie et de réduction de gaz à effet de serre (GES) par les gouvernements provinciaux et les États américains. Tandis que le premier phénomène réduit la valeur des bénéfices économiques associés aux programmes, le second crée une pression à la hausse sur leur coût étant donné que des cibles plus ambitieuses nécessitent d'exploiter des mesures d'économie d'énergie plus dispendieuses. La combinaison de ces phénomènes a eu pour effet de rendre non rentables certains programmes et de freiner de nouveaux investissements en efficacité énergétique. En somme, cet enjeu méthodologique est passé récemment du stade théorique à celui d'avoir des répercussions tangibles pour les administrateurs de programmes.

Au cours des dernières années, plusieurs études ont été effectuées pour analyser cet enjeu fondamental dont : Energy Efficiency Screening Coalition, 2013; Synapse, 2012a; Regulatory Assistance Project, 2013; Dunsky Expertise en Énergie, 2013; Dunsky, Boulanger, & Mathot, 2012. Ces études ont proposé plusieurs solutions et les trois principales se présentent comme suit :

- Améliorer le TCTR en y incluant les BNÉ
 - À titre illustratif, la Colombie-Britannique a choisi en 2011 cette option en adoptant une législation à cet effet.
- Utiliser le Test du Coût Social (TCS) au lieu du TCTR
 - Ceci implique l'inclusion des BNÉ en plus de l'usage d'un taux d'actualisation social;

- Par exemple, l'Iowa a retenu cette approche en 2010 et la Californie considère cette avenue depuis l'an dernier¹.
- Retenir le Test du Coût de l'Administrateur du Programme (TCAP) au lieu du TCTR
 - Pour contourner les difficultés liées à la quantification des BNÉ, il peut être envisagé de remplacer l'utilisation du TCTR par le TCAP. Ce dernier, qui se concentre sur les coûts et bénéfiques pour l'administrateur de programme seulement, exclut en effet les BNÉ participant de son calcul;
 - À titre illustratif, l'état de Washington a retenu cette solution en 2013 et ce, pour le gaz seulement².

La première solution étant au cœur de la présente étude, compte tenu que le TCTR est le test principal pour Gaz Métro³, elle sera davantage analysée dans les sections 3 à 5.

2.2 Principaux BNÉ

Dans la littérature (Tetra Tech, 2011 et 2012; Regulatory Assistance Project, 2013; Synapse, 2012a), on retrouve un large éventail de BNÉ qui sont catégorisés selon la perspective de la partie qui reçoit les bénéfiques : le participant aux programmes d'économies d'énergie; l'administrateur des programmes; la société en général.

Les principaux types de BNÉ pour chacune de ces trois catégories sont résumés dans le Tableau 1. Cette nomenclature des BNÉ sera retenue dans le cadre de ce rapport, notamment pour les fins du balisage (section 3) et l'analyse des programmes de Gaz Métro (section 4). On peut noter que les BNÉ pour les administrateurs de programmes sont moins nombreux que ceux pour les participants et la société.

¹ Le personnel de la California Public Utilities Commission (CPUC) a recommandé aux Commissaires l'utilisation du TCS (California Public Utilities Commission Energy Division Staff, 2011). Au moment d'écrire ce rapport, aucune décision de la CPUC n'était rendue publique.

² Notons que le Régulateur de l'État de Washington a choisi cette solution (i.e. l'option 3) étant donné que les distributeurs gaziers n'ont pas réalisé des travaux concernant les BNÉ et que l'usage du TCTR (i.e. l'option 1) a été maintenu pour les distributeurs d'électricité à la suite de leurs travaux sur le sujet (Washington Utilities and Transportation Commission, 2013).

³ Dans le cadre de la décision D-2009-046, la Régie de l'énergie a statué en 2009 que le TCTR était le critère de rentabilité principal (voir paragraphes 284 et 285).

Tableau 1 : Principaux BNÉ

PARTICIPANT	ADMINISTRATEUR DE PROGRAMMES	SOCIÉTÉ
<ul style="list-style-type: none"> • Économies d'eau • Confort accru • Réduction du bruit • Équipement : coûts d'O&M moindres • Valeur accrue du bâtiment • Amélioration de la qualité de l'air intérieur et de la sécurité • Diminution des coûts d'opération (CII) • Bénéfices particuliers pour les MFR 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction des pertes et des coûts de recouvrement, notamment pour les MFR • Diminution des coûts de service, notamment pour les MFR • Réduction des risques liés à la planification de l'offre-demande 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction des GES • Réduction d'autres émissions atmosphériques (NO_x, SO₂, PM) • Diminution des prix d'énergie (gaz & électricité) • Impacts économiques (PIB, emplois, recettes fiscales) • Sécurité d'approvisionnement

PARTICIPANT

Comme en fait foi le Tableau 1, les participants peuvent profiter de divers types de BNÉ, et des valeurs distinctes peuvent être attribuées pour les ménages à faible revenu (MFR). Si, par exemple, les participants améliorent l'enveloppe thermique de leur bâtiment et/ou achètent des équipements de chauffage plus efficaces, ils pourraient potentiellement en retirer plusieurs avantages : accroître leur confort; vivre dans un environnement moins bruyant; augmenter la valeur de leur propriété; améliorer la qualité de l'air intérieur et leur sécurité en améliorant la ventilation dans les bâtiments. Les consommateurs peuvent également économiser de l'énergie et de l'eau en installant des pommes de douche et des aérateurs de robinet à débit réduit.

L'achat d'équipements éconergétiques par les particuliers, les entreprises et les instances gouvernementales peut mener à des coûts d'opération et de maintenance (O&M) moindres que des équipements moins efficaces, grâce entre autres à des produits éconergétiques de meilleure qualité et ayant une plus longue durée de vie (Tetra Tech, 2011). De plus, il est possible que des économies sur les coûts d'opération se matérialisent pour les entreprises par le biais d'une réduction des frais d'administration, de manutention et de stockage en raison de la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique (Tetra Tech, 2012).

ADMINISTRATEUR

Puisque la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique peut diminuer la facture d'énergie des participants et améliorer ainsi leur capacité de paiement de ces factures, il est probable que les distributeurs d'énergie puissent i) réduire ces pertes et ces coûts de recouvrement, tels qu'un montant moindre de frais d'intérêts et de radiation des dettes et ii) diminuer les coûts de service grâce, par exemple, à un nombre réduit d'appels des clients et de traitement de dossiers pour des paiements de

factures en retard. Quoique ces bénéfiques ne visent pas qu'exclusivement les MFR, on retrouve une emphase importante dans la littérature pour cette clientèle qui a une plus grande probabilité de défaut de paiement.

Quant au dernier BNÉ pour les administrateurs, l'efficacité énergétique peut être considérée comme une ressource moins risquée que les activités de production, de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et ce, principalement pour les raisons suivantes (Regulatory Assistance Project, 2013; Vermont Public Service Board, 2012): le temps de déploiement plus court des mesures d'économies d'énergie; un plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) comprend normalement un portefeuille diversifié de mesures; la taille des investissements en efficacité énergétique peut s'ajuster plus rapidement à la baisse ou à la hausse si la demande croît plus rapidement ou lentement que prévue. À l'inverse, la construction et l'opération d'infrastructures pour le gaz et l'électricité sont soumis à certains risques, notamment la volatilité du coût de la fourniture du gaz naturel et de l'électricité (les coûts des programmes d'EE sont plus stables), la mise en œuvre de nouvelles réglementations environnementales susceptibles d'accroître les coûts ou encore le risque de dépassement des coûts ou des délais pour les projets d'infrastructures. Ainsi, l'efficacité énergétique offre une plus grande flexibilité pour répondre à la demande de la clientèle le plus efficacement possible.

SOCIÉTÉ

Les BNÉ sociétaux sont des effets indirects des programmes qui profitent à la société en général au-delà de ceux réalisés par les administrateurs et les participants. En plus de la réduction des émissions de GES et d'autres polluants (NO_x, SO₂, PM), on retrouve également dans cette catégorie de BNÉ les composantes suivantes : une diminution des prix du gaz naturel et de l'électricité découlant d'une demande réduite de ces sources d'énergie; l'accroissement de la sécurité d'approvisionnement résultant des besoins moindres d'importation en énergie; les divers impacts positifs sur l'économie (emploi, produit intérieur brut (PIB), recettes fiscales) qu'engendrent des investissements en efficacité énergétique.

2.3 Évaluation des BNÉ

On dénombre principalement trois approches pour évaluer la valeur monétaire des BNÉ (SERA, 2009) et elles sont brièvement décrites ci-dessous :

1. La première s'appuie sur l'estimation de la valeur monétaire des BNÉ basée, soit sur les prix du marché (p. ex. : GES, eau), soit sur la quantification et la monétisation de ces bénéfiques par l'entremise de sondages, d'enquêtes et/ou de calculs à partir de données primaires ou secondaires provenant de la littérature ou des résultats de programmes dans le cas où les prix du marché n'existent pas. Notons que l'exercice d'estimation dans le dernier cas représente un exercice complexe et relativement onéreux, mais toutefois réalisable;
2. La deuxième approche consiste à appliquer un ajout générique (« adder ») exprimé en pourcentage aux coûts évités dans le but d'obtenir une approximation conservatrice de la valeur globale des BNÉ,

ce qui permet de reconnaître à faible coût que ces bénéfiques ne sont pas nuls. Afin d'illustrer cette approche, un distributeur d'énergie pourrait bonifier ses coûts évités de 15 % pour capturer l'ensemble des BNÉ (participants, administrateur, société) associés à chacun des programmes ;

3. Quant à l'approche hybride, soit la troisième méthode, les deux stratégies précédentes sont conjointement utilisées, permettant ainsi d'avoir un degré de précision accru pour certains BNÉ qui ont été estimés spécifiquement. Par le biais de cette approche, un distributeur d'énergie pourrait, par exemple, estimer la valeur monétaire de la réduction des GES et appliquer en plus un ajout générique de 10 % sur ses coûts évités afin de refléter les autres BNÉ sociétaux et également les BNÉ associés aux participants et à l'administrateur. Dans ce cas de figure, cette méthode serait appliquée de manière uniforme pour chacun des programmes.

Nous examinerons, entre autres, dans la section suivante lesquelles des approches ont été retenues par les diverses régions étudiées dans le cadre du balisage.

3 BALISAGE

Afin de connaître les pratiques des gestionnaires de programmes d'économies d'énergie quant à la manière d'intégrer et d'estimer les BNÉ et les résultats de ces estimations, les régions suivantes ont été étudiées :

- États-Unis : Massachusetts; Californie; New York; Washington; Illinois; Rhode Island; New Hampshire; Vermont;
- Canada : Ontario et Colombie-Britannique.

Ces régions ont été sélectionnées sur la base des trois critères suivants : i) le TCTR⁴ est le test principal pour évaluer la rentabilité économique des programmes⁵; ii) les BNÉ sont intégrés en partie ou en totalité à cette analyse de rentabilité; iii) la région a des cibles d'économies d'énergie parmi les plus ambitieuses en Amérique du Nord. Notons que nous avons dérogé au premier critère dans un seul cas, soit le Vermont. À titre comparatif, cet État américain a été inclus dans l'exercice, car ce leader en efficacité énergétique utilise le TCS et intègre par le fait même les BNÉ dans l'analyse de rentabilité, permettant ainsi de déterminer s'il y a ou non des différences importantes avec les autres régions faisant usage du TCTR.

Plusieurs sources d'information ont été examinées pour effectuer les travaux de balisage comme en fait foi nos références bibliographiques. Nous ne nommerons ici que les principales : Tetra Tech 2011 et 2012; Synapse 2013b; Morgenstern J. 2013.

D'emblée, nous tenons à mentionner que nous avons rencontré un obstacle important en réalisant ces travaux, soit le manque de transparence, dans les diverses régions étudiées, quant à la portée des BNÉ d'une part et quant aux valeurs estimées retenues d'autre part. Nous croyons toutefois que nos recherches ont permis de dresser un portrait juste de la situation. Suite à cette expérience, nous ne pouvons qu'appuyer les recommandations présentées dans Synapse Energy Economics, 2012b quant au besoin de transparence dans ce domaine.

À la section 3.1, nous présenterons dans un premier temps un survol des résultats du balisage puis, dans les sections 3.2 à 3.4, une analyse plus détaillée pour chacune des trois catégories de BNÉ : participant; administrateurs; société.

⁴ Quelques régions utilisent le terme « TCTR modifié ou « mTRC » et d'autres maintiennent le terme « TCTR ». Pour des fins d'allègement du texte, nous avons retenu le terme « TCTR » dans le présent document.

⁵ L'emphase ici est mise sur les régions utilisant le TCTR compte tenu que, dans le cadre de la décision D-2009-046, la Régie de l'énergie a statué en 2009 que le TCTR était le critère de rentabilité principal pour les distributeurs électrique et gazier au Québec (voir paragraphes 284 et 285).

3.1 Survol des résultats

Le Tableau 2 dresse un portrait du degré de couverture pour chacune des trois catégories de BNÉ (participant, administrateur et société) définies comme suit :

- **BNÉ pleinement couverts** : la totalité des BNÉ présentés dans le Tableau 1 (section 2.2) pour les participants, les administrateurs ou la société sont couverts dans la région ;
- **BNÉ partiellement couverts** : une partie des BNÉ présentés dans le Tableau 1 (section 2.2) pour les participants, les administrateurs ou la société sont couverts dans la région ;
- **BNÉ non-couverts** : aucun des BNÉ présentés dans le Tableau 1 (section 2.2) pour les participants, les administrateurs ou la société ne sont couverts dans la région.

Les résultats du balisage ont été regroupés en fonction des approches d'évaluation des BNÉ discutées à la section 2.3. Les faits saillants pour chacun de ces groupes sont discutés ci-dessous.

Force est de constater que cette couverture varie passablement d'une région à l'autre et est relativement la même pour le gaz et l'électricité pour l'ensemble des régions étudiées, sauf pour l'État de Washington.

Tableau 2 : Survol des résultats du balisage

Région	Source d'énergie	Test Principal	BNÉ Participant	BNÉ Administrateur	BNÉ Société	Approche d'évaluation
Mass.	Élec. & Gaz	TCTR	●	●	◐	Estimé
Rhode Island	Élec. & Gaz	TCTR	●	●	◐	Estimé
New Hamp.	Élec. & Gaz	TCTR	◐	◐	◐	Estimé
New York	Élec. & Gaz	TCTR	◐	○	◐	Estimé
Californie	Élec. & Gaz	TCTR	○	○	◐	Estimé
Washington	Élec. Gaz	TCTR PACT	● ○	● ○	● ○	Ajout générique N/A
C-B	Élec. & Gaz	TCTR	●	●	○	Ajout générique
Illinois	Élec. & Gaz	TCTR	●	●	●	Hybride
Ontario	Élec. & Gaz	TCTR	●	●	●	Hybride
Vermont	Élec. & Gaz	TCS	●	●	●	Hybride

Légende : ● : BNÉ pleinement couverts; ◐ : BNÉ partiellement couverts; ○ : BNÉ non-couverts.

3.1.1 Régions n'utilisant que des valeurs monétaires estimées

Nous remarquons que seuls les États du **Massachusetts** et du **Rhode Island** ont une couverture quasi complète des BNÉ. Deux études récentes et exhaustives ont été réalisées au Massachusetts (Tetra Tech, 2011 et 2012) pour estimer en détail les BNÉ des participants et des administrateurs pour les différentes sources d'énergie (gaz naturel, électricité et produits pétroliers). L'une couvrait le secteur résidentiel et l'autre, le secteur CII. Puisque le Rhode Island a retenu les conclusions de ces études⁶, il a le même degré de couverture des BNÉ que l'État voisin.

À la lumière des résultats de ces études, **les BNÉ pour les participants et les administrateurs sont importants, car ils représentent en moyenne 44 % des bénéfices énergétiques⁷ pour l'ensemble des programmes gaziers d'économies d'énergie des secteurs résidentiel et CII pour le Massachusetts⁸, soit beaucoup plus que les ajouts génériques de 10-15 % couramment utilisés** (voir sections 3.1.3 et 3.1.2). **De plus, ces travaux ont permis de démontrer que la part des BNÉ pour les participants et les administrateurs par rapport aux bénéfices énergétiques⁹ varient considérablement d'un secteur à l'autre¹⁰ : 96 % pour les programmes MFR; 48 % pour les programmes visant les autres clients résidentiels; 20 % pour les programmes CII.**

Quant aux États du **New Hampshire** et de **New York**, ils ont une couverture modérée des BNÉ se limitant aux bénéfices suivants : les économies d'eau (participant); la diminution des risques liés à la planification de l'offre-demande (administrateur); la réduction des émissions de GES et d'autres polluants (société).

La **Californie** n'inclut qu'un nombre très limité de BNÉ dans son calcul du TCTR, soit la réduction des émissions de GES et d'autres polluants (BNÉ pour la société).

Étant donné que leur quantification représente un exercice complexe et relativement onéreux, tel que mentionné à la section 2.3, la plupart des régions examinées ont une couverture modérée ou très limitée des BNÉ.

⁶ Le fait que National Grid soit le principal distributeur d'électricité et de gaz naturel dans les États du Massachusetts et du Rhode Island peut expliquer en partie l'usage des conclusions de l'étude Massachusetts par l'État du Rhode Island.

⁷ Au Massachusetts, le coût des GES et la réduction des prix de l'énergie sont directement intégrés aux bénéfices énergétiques. Nous ne sommes pas en mesure de déterminer leur part dans les bénéfices énergétiques car cette information n'est pas disponible.

⁸ Information obtenue sur la base d'une communication avec NSTAR.

⁹ Idem 7.

¹⁰ Idem 8.

3.1.2 Régions n'utilisant que des ajouts génériques

L'ajout générique pour le secteur électrique est de 10 % dans l'État de **Washington** pour couvrir l'ensemble des BNÉ (participant, administrateur, société) pour chacun des programmes d'économies d'énergie. Aucun ajout générique n'est appliqué pour le gaz naturel étant donné que les distributeurs n'ont pas réalisé de travaux sur les BNÉ.

Du côté de la **Colombie-Britannique**, une législation a été introduite en 2011 dans laquelle sont spécifiés deux éléments clés : i) l'ajout générique pour le gaz naturel et l'électricité est de 15 % pour tous les programmes des marchés résidentiel et CII, sauf pour ceux visant les MFR où ce taux est de 30 %; ii) la portée d'application de ces ajouts se limite aux BNÉ des participants et des administrateurs (BC Ministry of Energy and Mines, 2012). De plus, cette législation stipule qu'advenant le cas où des BNÉ sont spécifiquement estimés pour des programmes, les BNÉ au niveau du portefeuille ne peuvent pas dépasser 15 % des bénéfices totaux. BC Hydro a récemment initié des travaux pour estimer certains BNÉ¹¹.

3.1.3 Régions utilisant une approche hybride

Par le biais de l'approche hybride (voir section 2.3), la valeur monétaire est estimée pour les BNÉ facilement quantifiables (p. ex. : eau, GES), et un ajout générique est utilisé pour capturer globalement les autres BNÉ plus difficiles à quantifier, ce qui permet à l'**Illinois** et au **Vermont**, et plus récemment en **Ontario**, d'obtenir une couverture complète des BNÉ. Rappelons que la mise en œuvre de l'ajout générique consiste à bonifier les coûts évités par un pourcentage donné.

Dans l'État de l'**Illinois**, l'ajout générique de 7,5 % pour le secteur gazier s'applique selon les distributeurs avec ou sans les valeurs estimées pour les économies d'eau. Notons toutefois que l'approche hybride n'est pas implantée pour les distributeurs d'électricité, où seul l'ajout générique de 10 % est employé.

L'**Ontario** a récemment adopté un ajout générique de 15%, pour les secteurs électrique et gazier. De plus, la province utilise des valeurs monétaires pour quantifier les économies d'eau (gaz et électrique) et les économies d'O&M des équipements (électrique seulement).

Au **Vermont**, on retrouve un ajout générique de 15 % pour le gaz et l'électricité, sauf pour les programmes visant les MFR auxquels un ajout générique de 30 % est associé étant donné qu'il a été démontré que ces programmes génèrent davantage de BNÉ (SERA 2009). La valeur monétaire est estimée pour les bénéfices suivants : équipement O&M; économies d'eau; GES & autres émissions; réduction du prix de l'énergie. Il est important de mentionner que l'usage du TCS par le Vermont n'implique pas une couverture beaucoup plus grande des BNÉ qu'un bon nombre des autres régions étudiées utilisant le TCTR.

¹¹ Au moment d'écrire ce rapport, la portée de ces travaux était confidentielle.

3.2 BNÉ des participants

Cette section du document fait état des BNÉ pour les participants. Au-delà des faits saillants présentés à la section 3.2.1, la section 3.2.2 présente en détail les valeurs monétaires estimées ainsi que leur valeur relative par rapport aux bénéfiques énergétiques pour les marchés résidentiel et commercial. Finalement, la section 3.2.3 présente un tableau sommaire qui reprend les valeurs monétaires présentées à la section 3.2.2 et les ajouts génériques utilisés.

3.2.1 BNÉ participant : faits saillants

Les détails de la couverture des BNÉ liés aux participants sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3 : Résultats du balisage - BNÉ des participants

Région	Source d'énergie	Test Principal	Eau	Confort	Bruit	Équip. O&M	+ Value Bâtiment	Sécurité & Qualité de l'air	Coût d'opération	MFR
Mass.	Élec. & gaz	TCTR	E	E	E	E	E	E	E	E
Rhode Island	Élec. & gaz	TCTR	E	E	E	E	E	E	E	E
New Hamp.	Élec. & gaz	TCTR	E	○	○	○	○	○	○	○
New York	Élec. & gaz	TCTR	E	○	○	○	○	○	○	○
Californie	Élec. & gaz	TCTR	○	○	○	○	○	○	○	○
Washington	Élec.	TCTR	A	A	A	A	A	A	A	A
	Gaz	PACT	○	○	○	○	○	○	○	○
C-B	Élec. & Gaz	TCTR	A	A	A	A	A	A	A	A
Illinois	Élec.	TCTR	A	A	A	A	A	A	A	A
	Gaz	TCTR	E, A	A	A	A	A	A	A	A
Ontario	Élec. & Gaz	TCTR	E	A	A	E	A	A	A	A
Vermont	Élec.	TCS	E	A	A	E	A	A	A	A
	Gaz	TCS	A	A	A	E	A	A	A	A

Légende : E : Valeur monétaire des BNÉ estimée ; A : Ajout générique (« adder ») pour les BNÉ ; ○ : BNÉ non-quantifié

Basé sur les résultats du balisage, nous faisons les observations clés suivantes :

- Pour le Rhode Island et le Massachusetts, l'ensemble des BNÉ pour les participants sont déterminés par une valeur monétaire estimée grâce aux études réalisées pour cette dernière région, tel que mentionné à la section 3.1.1;
- La valeur monétaire des économies d'eau est quantifiée dans la quasi-totalité des régions étudiées.
 - Notons que les économies associées aux autres sources d'énergie sont également couvertes, ce qui implique que i) les administrateurs/distributeurs de gaz naturel capturent les

économies d'énergie électrique et de produits pétroliers et que ii) les administrateurs/ distributeurs d'électricité comptabilisent les économies d'énergie de gaz et de produits pétroliers;

- L'ensemble des BNÉ pour les participants, sauf les économies d'eau, ne sont pas déterminés par une valeur monétaire estimée pour deux régions : New Hampshire ; New York ;
- Une estimation des BNÉ pour les participants MFR existe en Californie, mais est incluse seulement dans le calcul du TCAP et du Test du Participant. Soulignons que la méthodologie pour évaluer ces bénéfices est actuellement en révision;
- Tel que discuté dans les sections 3.1.3 et 3.1.2, la valeur des ajouts génériques varie entre 7,5 % et 15 % selon la région afin de capturer la totalité ou la plupart des BNÉ participant, administrateur et sociétal (Illinois, Vermont, Washington, Colombie-Britannique, Ontario), à l'exception des programmes visant les MFR auxquels est associé un taux de 30 % (Colombie-Britannique, Vermont).

3.2.2 BNÉ participant : valeurs monétaires estimées

Marché résidentiel

Dans le Tableau 4, nous retrouvons les valeurs estimées pour les BNÉ visant les participants aux programmes des distributeurs gaziers du marché résidentiel dans l'État du Massachusetts (Tetra Tech, 2011), à l'exception des économies d'eau qui sont discutées plus bas. Les deux principales méthodes d'estimation furent des enquêtes auprès des participants aux programmes et, dans une moindre mesure, l'établissement d'algorithmes de calcul basés sur la littérature.

Il est important de noter que les divers BNÉ estimés découlent de l'implantation de mesures englobant divers types d'équipements éconergétiques et/ou de mesures touchant l'enveloppe du bâtiment et non de mesures précises, telles que des chauffe-eau sans réservoir Energy Star et des fenêtres Energy Star.

Tableau 4 : BNÉ des participants du marché résidentiel

BNÉ Participant	Type de mesures d'ÉÉ	Résidentiel : Existant*	Résidentiel : Nouvelle Construction*	MFR	Unité
Confort	Enveloppe, équip.	149 \$	91 \$	120 \$	\$/participant/année**
Bruit	Enveloppe	37 \$	48 \$	36 \$	\$/participant/année**
Équipement : O&M	Équipement	147 \$	- \$	64 \$	\$/participant/année**
Valeur accrue : propriété	Enveloppe, équip.	1128 \$	1527 \$	2374 \$	\$/participant
Santé & sécurité	Enveloppe, équip.	5 \$	- \$	76 \$	\$/participant/année**

Notes relatives au Tableau 4 : Chiffres présentés en \$ canadiens¹². * Excluant la clientèle MFR. ** Valeur récurrente en fonction de la durée de vie des mesures.

Tel qu'illustré dans le Tableau 4, les BNÉ sont supérieurs, dans plusieurs cas, pour les MFR que pour les autres clients résidentiels lors de rénovations ou de nouvelles constructions éconergétiques. Aucune information n'est fournie dans l'étude du Massachusetts pour expliquer ces conclusions. Toutefois, nous avançons l'explication potentielle suivante : puisque les MFR vivent en général dans des bâtiments plus vétustes que les ménages plus fortunés financièrement, le potentiel d'amélioration du confort ou d'autres BNÉ serait probablement plus important chez les MFR.

Les travaux menés dans le Massachusetts démontrent clairement que les BNÉ pour les participants sont significatifs dans le secteur résidentiel (Tableau 5), car ils représentent environ 48 % des bénéfices énergétiques¹³ des programmes résidentiels (excluant MFR) et environ 76 % des bénéfices énergétiques¹⁴ des programmes MFR dans le cadre du calcul du TCTR. Il est important de souligner que ces pourcentages sont significativement supérieurs aux ajouts génériques présentés précédemment, soit de 10-15 % en général et 30 % pour les MFR.

Le Tableau 5 présente le poids des BNÉ pour les participants par rapport aux bénéfices énergétiques, pour les programmes visant le secteur résidentiel et MFR au Massachusetts, pour l'année 2013. Soulignons que les BNÉ pour les participants des programmes de rénovation et de nouvelle construction résidentielle (excluant les MFR) ont un poids relatif plus important que les produits éconergétiques.

Tableau 5 : Poids relatif des BNÉ des participants par type de programme résidentiel au Massachusetts

BNÉ Participant en % des bénéfices énergétiques	Résidentiel					MFR
	Nouvelle Construction	Rénovation (multi-logement)	Audit énergétique (unifamilial)	Sensibilisation / Rétroaction	Produits	Maison unifamiliale
	61%	113%	54%	0%	30%	76%*
	48%					

* Les résultats du Massachusetts indiquent que le poids relatif des bénéfices non-énergétiques associés aux MFR (unifamilial) est de 84% par rapport aux bénéfices énergétiques. Cette valeur inclut à la fois les BNÉ pour le participant et pour l'administrateur de programme. Sur la base d'une communication avec le Massachusetts, nous avons estimé la répartition des BNÉ comme suit : 90% des BNÉ pour le participant et 10% pour l'administrateur de programme, soit 76% et 8% respectivement.

¹² Les données originales ont été ajustées pour tenir compte de l'inflation pour l'État du Massachusetts (8% entre 2010 et 2014) et du taux de change (1.1 \$ CAN/\$ É.-U. en moyenne pour l'année 2014).

¹³ Au Massachusetts, le coût des GES et de la réduction des prix de l'énergie sont directement intégrés aux bénéfices énergétiques. Nous ne sommes pas en mesure de déterminer leur part dans les bénéfices énergétiques car cette information n'est pas disponible.

¹⁴ Idem

Marché CII

Si nous examinons les estimations des BNÉ pour les participants dans le marché CII du Massachusetts (Tetra Tech, 2012), telles que présentées dans le Tableau 6, nous remarquons que **ces bénéfices visent principalement les mesures de chauffage, de ventilation et de climatisation (CVC) et d'enveloppe dans le marché commercial et institutionnel**. La raison principal expliquant ce constat est la suivante : les BNÉ liés au chauffage de l'eau et aux autres usages (p. ex. : procédés) dans les secteurs CII sont non statistiquement significatifs. Nous remarquons également que les valeurs des économies en O&M pour les équipements sont largement supérieures à la valeur accrue des propriétés et à la réduction d'autres coûts d'opération. Les résultats de cette étude reposent sur une enquête auprès d'un échantillon statistiquement représentatif de participants aux programmes du marché CII.

Tableau 6 : BNÉ des participants du marché CII¹⁵

BNÉ Participant	Programme « sur mesure » : enveloppe	Programme « sur mesure » : CVC	Programme « prescriptif » : enveloppe	Programme « prescriptif » : CVC	Unité
Équipement : O&M	0,09**	0,35	1,56**	0,50	\$/m3*
Valeur accrue : propriété	---	0,01	---	0,02	\$/m3*
Coût d'opération	0,02	---	---	0,06	\$/m3*

Note : Chiffres présentés en \$ canadiens¹⁶. * Valeur récurrente en fonction de la durée de vie des mesures. ** Couvre seulement des frais de maintenance moindres liés aux mesures d'enveloppe.

Selon les résultats obtenus dans l'État du Massachusetts, les BNÉ pour les participants du secteur CII sont notables, mais moindres comparativement aux participants du secteur résidentiel, puisqu'ils représentent 20 % des bénéfices énergétiques¹⁷ des programmes CII (excluant les MFR) dans le cadre du calcul du TCTR (Tableau 7). Ce pourcentage est relativement similaire, quoiqu'un peu plus élevé, que les ajouts génériques couramment utilisés dans les régions étudiées. Tel qu'illustré dans le Tableau 7,

¹⁵ Un programme « sur mesure » signifie que des mesures précises d'économies d'énergie ne sont pas prescrites aux participants (p. ex., les programmes d'encouragement à l'implantation de Gaz Métro), tandis qu'un programme « prescriptif » appuie financièrement des mesures spécifiques (p. ex., le programme chauffe-eau à condensation de Gaz Métro).

¹⁶ Les données originales ont été ajustées pour tenir compte : de l'inflation pour l'État du Massachusetts (8 % entre 2010 et 2014) ; du taux de change (1.1 \$ CAN/\$ É.-U. en moyenne pour l'année 2014) ; de la conversion d'unité impériale en métrique (i.e. therm vs m³).

¹⁷ Les bénéfices incluent l'ensemble des BNÉ et les bénéfices énergétiques.

les BNÉ sont importants pour la rénovation et nuls pour la nouvelle construction. Aucune information n'est toutefois fournie dans l'étude du Massachusetts pour expliquer ces conclusions.

Tableau 7 : Poids relatif des BNÉ des participants par type de programme CII au Massachusetts

BNÉ Participant en % des bénéfices énergétiques	CII		MFR
	Nouvelle Construction	Rénovation	Multi-logement
	0%	38%	93%*
	20%		

* Les résultats du Massachusetts indiquent que le poids relatif des bénéfices non-énergétiques associés aux MFR (multi-logement) est de 103% par rapport aux bénéfices énergétiques. Cette valeur inclut à la fois les BNÉ pour le participant et pour l'administrateur de programme. Sur la base d'une communication avec le Massachusetts, nous avons estimé la répartition des BNÉ comme suit : 90% des BNÉ pour le participant et 10% pour l'administrateur de programme, soit 93% et 10% respectivement.

Économies d'eau

En ce qui a trait aux **économies d'eau**, leur valeur estimée est relativement faible, soit 4 et 8 \$/participant/année dans le marché résidentiel pour les régions du Massachusetts et de la Californie respectivement. Au Massachusetts, ces économies sont non statistiquement significatives pour le marché CII. À notre connaissance, une telle estimation n'est pas disponible en Californie pour ce dernier marché. Dans le cadre de nos recherches, nous avons pu répertorier les coûts évités en eau suivants : 2,50 \$CAN / 1000 L au Massachusetts; 1,80 \$CAN / 1000 L en Ontario; 1,28 \$CAN / 1000 L en Illinois – nous reconnaissons que ces informations ne sont que partielles.

3.2.3 BNÉ participant : sommaire

Dans le Tableau 8, nous résumons les valeurs quantitatives obtenues par l'entremise du balisage pour les BNÉ estimés et les ajouts génériques.

Tableau 8 : BNÉ des participants : sommaire des valeurs

Région	Source d'énergie	Eau	Confort	Bruit	Équip. O&M	Value accrue bâtiment	Sécurité & qualité de l'air	Coût d'opération
Mass.	Élec., Gaz	2,5 \$/1000 L	Rés.: 91-149 \$/parti. MFR: 210 \$/parti.	Rés.: 37-48 \$/part. MFR: 36 \$/parti.	Rés.: 147 \$/parti. MFR: 64 \$/parti. CII: 0,09-1,57 \$/m ³	Rés.: 1128-1527 \$/part. MFR: 2374 \$/parti. CII: 0,01-0,02 \$/m ³	Rés.: 5\$/part. MFR: 76 \$/parti.	CII: 0,02-0,06 \$/m ³
Rhode Island	Élec., Gaz	-----Valeurs estimées : similaire au Mass.-----						
New Hamp.	Élec., Gaz	N/D	○	○	○	○	○	○
New York	Élec., Gaz	N/D	○	○	○	○	○	○
Californie	Élec., Gaz	○	○	○	○	○	○	○
Washington	Élec.	-----Ajout générique de 10 %-----						
	Gaz	○	○	○	○	○	○	○
C-B	Élec., Gaz	-----Ajout générique de 15 %, sauf pour MFR 30 %-----						
Illinois	Élec.	-----Ajout générique de 10 %-----						
	Gaz	1,28 \$/1000 L, ou ajout générique de 7,5 %	-----Ajout générique de 7,5 %-----					
Ontario	Élec.	1,8 \$/1000 L	-----Ajout générique de 15 %-----	N/D	-----Ajout générique de 15 %-----			
Vermont	Élec.	N/D	Ajout générique de 10 %, sauf MFR 30 %		N/D	-----Ajout générique de 10 %, sauf MFR 30 %-----		
	Gaz	-----Ajout générique de 10 %, sauf MFR 30 %-----		N/D	-----Ajout générique de 10 %, sauf MFR 30 %-----			

Légende: N/D : Valeur monétaire des BNÉ n'a pu être obtenu (non-disponible) ; Rés. : secteur résidentiel, incluant les MFR; ○ : BNÉ non-quantifié.
Note : les dollars indiqués sont en dollars canadiens.

3.3 BNÉ des administrateurs

Cette section du document fait état des BNÉ pour les administrateurs de programme. Au-delà des faits saillants présentés à la section 3.3.1, la section 3.3.2 présente en détail les valeurs monétaires estimées ainsi que leur valeur relative par rapport aux bénéfiques énergétiques. Finalement, la section 3.3.3 présente un tableau sommaire qui reprend les valeurs monétaires présentées à la section 3.3.2 et les ajouts génériques utilisés.

3.3.1 BNÉ administrateur : faits saillants

Dans le tableau ci-dessous, la couverture des BNÉ pour les administrateurs de programmes d'économies d'énergie y est présentée pour chacune des régions étudiées.

Tableau 9 : Résultats du balisage – BNÉ des administrateurs

Région	Source d'énergie	Test Principal	Recouvrement MFR	Coûts de service MFR	Réduction des risques
Mass.	Élec. & Gaz	TCTR	E	E	E
Rhode Island	Élec. & Gaz	TCTR	E	E	E
New Hamp.	Élec. & Gaz	TCTR	○	○	E
New York	Élec. & Gaz	TCTR	○	○	○
Californie	Élec. & Gaz	TCTR	○	○	○
Washington	Élec. Gaz	TCTR PACT	A ○	A ○	A ○
C-B	Élec. & Gaz	TCTR	A	A	A
Illinois	Élec. & Gaz	TCTR	A	A	A
Ontario	Élec. & Gaz	TCTR	A	A	A
Vermont	Élec. & Gaz	TCS	A	A	E

Légende : E: Valeur monétaire des BNÉ estimée; A : Ajout générique (« adder ») pour les BNÉ; ○ : BNÉ non-quantifié.

Les faits saillants se résument comme suit :

- À l'instar des BNÉ pour les participants, l'ensemble des BNÉ associés aux administrateurs de programmes sont quantifiés et monétisés pour le Rhode Island et le Massachusetts à la suite des études réalisées pour cette dernière région, tel que mentionné à la section 3.1.1 ;
- On retrouve une estimation de la réduction des risques dans quatre régions (Massachusetts, Rhode Island, New Hampshire et Vermont);

- Tel que discuté dans les sections 3.1.3 et 3.1.2, la valeur des ajouts génériques varie d'une région à l'autre entre 7,5 % et 15 % pour capturer la totalité ou la plupart des BNÉ participant, administrateur et sociétal (Illinois, Vermont, Washington, Colombie-Britannique), à l'exception des MFR dont la valeur est fixée à 30 % (Colombie-Britannique, Vermont);
- L'ensemble des BNÉ associés aux administrateurs ne sont pas estimés pour deux régions : New York et Californie;
- Comme dans le cas des BNÉ pour les participants MFR, une évaluation des bénéfices pour les administrateurs en lien avec les MFR (recouvrement et coût de service) a été effectuée en Californie, mais est incluse seulement dans le calcul du TCAP et du Test du Participant. Soulignons que la méthodologie pour évaluer ces bénéfices est actuellement en révision.

3.3.2 BNÉ administrateur : valeurs monétaires estimées

Tel qu'illustré dans le tableau ci-dessous, **les bénéfices liés à la réduction des pertes et des coûts de recouvrement et à la diminution des coûts de service pour les administrateurs représentent environ 18 \$ par participant (Tetra Tech 2011; Morgenstern J. 2013), soit un montant significativement inférieur aux bénéfices pour les participants MFR (section 3.2.2).**

Tableau 10 : BNÉ des administrateurs associés aux MFR

Régions	Recouvrement MFR	Coûts de service MFR	Total	Unité
MA, RI	7,55 \$	11,62 \$	19,17 \$	\$/participant/année*
Californie	7,33 \$	10,26 \$	17,59 \$	\$/participant/année*

Note : Chiffres présentés en \$ canadiens¹⁸. * Valeur récurrente en fonction de la durée de vie des mesures.

Au Massachusetts, le poids des BNÉ des administrateurs associés aux MFR est respectivement de 8% et 10% des bénéfices énergétiques pour les programmes MFR destinés aux maisons unifamiliales et multi-logements.

Concernant la réduction des risques résultant de la mise en œuvre de programmes d'économies d'énergie, différentes approches d'estimation ont été retenues. Dans les États du Massachusetts, du Rhode Island et du New-Hampshire, un taux d'actualisation social est utilisé dans le cadre du calcul du TCTR et repose sur le rendement des obligations à long terme des gouvernements, ce qui implique une

¹⁸ Les données originales ont été ajustées pour tenir compte de l'inflation pour l'État du Massachusetts (8% entre 2010 et 2014) et du taux de change (1.1 \$ CAN/\$ É.-U. en moyenne pour l'année 2014).

réduction d'environ 4-6 points de pourcentage par rapport au taux d'actualisation normalement utilisé, i.e. le coût en capital prospectif pondéré. Un taux d'actualisation social bas permet de capturer le risque moindre découlant de l'efficacité énergétique pour l'administrateur de programmes, mais également de valoriser les bénéfices à long-terme que procurent les économies d'énergie pour l'ensemble de la société. De son côté, le Vermont a évalué ce risque moindre à 10 % du coût des mesures d'économies d'énergie¹⁹, ce qui correspond à environ 3 % des coûts évités pour l'électricité. Notons qu'une autre approche consiste à bonifier les coûts évités d'environ 10 %; cette façon de faire est implantée dans d'autres régions non étudiées dans le présent document, telles que Washington D.C. et le Delaware.

3.3.3 BNÉ administrateur : sommaire

Nous résumons dans le Tableau 11 les valeurs quantitatives obtenues par l'entremise du balisage pour les BNÉ estimés et les ajouts génériques.

Tableau 11 : BNÉ des administrateurs : sommaire des valeurs

Région	Source d'énergie	Recouvrement MFR	Coûts de service MFR	Réduction des risques
Mass.	Élec., Gaz	7,55 \$/participant	11,62 \$/participant	Taux d'actualisation moindre de 4-6 pts de %
Rhode Island	Élec., Gaz	7,55 \$/participant	11,62 \$/participant	Taux d'actualisation moindre de 4-6 pts de %
New Hamp.	Élec., Gaz	○	○	Taux d'actualisation moindre de 4-6 pts de %
New York	Élec., Gaz	○	○	○
Californie	Élec., Gaz	7,33 \$/participant*	10,26 \$/participant*	○
Washington	Élec.	-----Ajout générique de 10 %-----		
	Gaz	○	○	○
C-B	Élec., Gaz	-----Ajout générique de 30 %-----		Ajout générique de 15 %, sauf pour MFR 30 %
Illinois	Élec., Gaz	-----Ajout générique de 10 %-----		
Ontario	Élec.	-----Ajout générique de 15 %-----		
Vermont	Élec., Gaz	-----Ajout générique de 30 %-----		10 % du coût des mesures

Légende: ○ : BNÉ non-quantifié. * Valeur estimée n'est pas incluse dans le TCTR, mais le TCAP. Note : les dollars indiqués sont en dollars canadiens.

¹⁹ Ce pourcentage s'applique en plus de l'ajout générique présenté à la section 3.1.3.

3.4 BNÉ pour la société

Cette section du document fait état des BNÉ pour la société. La section 3.4.1 présente les faits saillants ainsi que les valeurs monétaires estimées tandis que la section 3.4.2 résume ces valeurs monétaires et les ajouts génériques utilisés dans les différentes juridictions étudiées.

3.4.1 BNÉ société : faits saillants et valeurs monétaires estimées

Les résultats du balisage concernant les BNÉ pour l'ensemble de la société sont contenues dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Résultats du balisage - BNÉ pour la société

Région	Source d'énergie	Test Principal	GES	Autres émissions	Réduction des prix d'énergie	Impact écono.	Sécurité d'appro.
Mass.	Élec.	TCTR	E	E	E	○	○
	Gaz	TCTR	E	○	E	○	○
Rhode Island	Élec.	TCTR	E	E	E	○	○
	Gaz	TCRT	E	○	E	○	○
New Hamp.	Élec.	TCTR	E	E	○	○	○
	Gaz	TCTR	E	○	○	○	○
New York	Élec.	TCTR	E	○	○	○	○
	Gaz		E	○	○	○	○
Californie	Élec. & Gaz	TCTR	E	E	○	○	○
Washington	Élec.	TCTR	A	A	A	A	A
	Gaz	PACT	○	○	○	○	○
C-B	Élec. & Gaz	TCTR	○	○	○	○	○
Illinois	Élec.	TCTR	E,A	A	A	A	A
	Gaz	TCTR	E,A	A	A	A	A
Ontario	Élec. & Gaz	TCTR	A	A	A	A	A
Vermont	Élec.	TCS	E	E	E	A	A
	Gaz	TCS	E	○	E	A	A

Légende : E : Valeur monétaire des BNÉ estimée ; A : Ajout générique (« adder ») pour les BNÉ ; ○ : BNÉ non-quantifié.

À la lumière des résultats du balisage, nous constatons les points clés suivants :

- Dans la plupart des régions étudiées, nous retrouvons une valeur estimée pour la réduction des GES grâce à des mesures d'énergie électrique et de gaz naturel. Quant au prix du carbone, la fourchette de prix se situe principalement entre 5 \$ et 43 \$CAN/tonne, reflétant les cours actuels et prévus du marché du carbone à court et moyen terme. Toutefois, le Vermont a retenu une valeur beaucoup plus importante de 110 \$CAN/tonne dans le but de capturer les coûts sociaux du carbone étant donné l'usage du TCS au lieu du TCTR dans cette région. Il est important de souligner qu'une prévision de ces prix n'a pas été réalisée en Colombie-Britannique, car les coûts

évités du gaz naturel et de l'électricité sont basés sur les énergies renouvelables ; sources d'énergie n'émettant pas de GES ;

- Concernant la réduction des émissions d'autres polluants (NO_x , SO_2 , PM), plusieurs régions réalisent une quantification et une monétisation de ces bénéfices pour les économies d'énergie électrique. Seule la Californie effectue un tel exercice pour la réduction des NO_x suite à la réduction de la consommation de gaz puisque cet État réglemente ce polluant pour les usages finaux ; ce qui n'est pas le cas dans les autres régions ;
- Les États du Massachusetts, du Rhode Island et du Vermont ont évalué l'impact de la diminution de la demande de gaz découlant des programmes sur les prix du gaz (marché du détail) et de l'électricité (marché du gros). La réduction des prix du gaz et de l'électricité se situe dans une fourchette, respectivement, de 0,0001-0,007 \$CAN/m³ et de 0,003-0,64 \$CAN/m³ (Synapse 2013a). Notons que de telles estimations sur les prix de l'énergie existent pour le New Hampshire, mais ne sont pas intégrées au calcul du TCTR, car l'effet sur les prix est jugé comme étant neutre à moyen et long terme ;
- Les impacts économiques ne sont pas considérés dans la plupart des régions étudiées. Ce BNÉ n'est capturé que par le biais d'ajouts génériques dans trois régions (Illinois, Washington, Vermont) ; ajouts qui sont présentés dans les sections 3.1.3 et 3.1.2. Des estimations des impacts économiques positifs découlant des investissements en ÉÉ sont disponibles pour les États de la Nouvelle-Angleterre, de New York et de la Californie. Certaines régions se prononcent contre l'inclusion de ce BNÉ dans l'analyse économique par un ajout générique ou des valeurs estimées car elles jugent qu'il y a un risque de double comptage ; d'autres sont d'avis contraire, telles que l'Illinois, Washington et le Vermont ;
- À l'instar des impacts économiques, la sécurité d'approvisionnement d'électricité et de gaz n'est pas considérée dans la plupart des régions étudiées, et seulement trois régions (Illinois, Washington, Vermont) couvrent ce BNÉ par l'entremise d'ajouts génériques, tel que discuté aux sections 3.1.3 et 3.1.2. Notons que certaines régions de la Nouvelle-Angleterre disposent d'estimations quant aux bienfaits de réduire la demande d'importation de produits pétroliers.

3.4.2 BNÉ société : sommaire

Dans le Tableau 13, nous résumons les valeurs quantitatives obtenues par l'entremise du balisage pour les BNÉ estimés et les ajouts génériques.

Tableau 13 : BNÉ pour la société : sommaire des valeurs

Région	Source d'énergie	GES	Autres émissions	Réduction des prix d'énergie	Impact écono.	Sécurité d'appro.
Mass.	Élec.	5-25 \$/ton	No _x : 30-33 \$/ton SO ₂ : 0 \$/ton	Prix élec.: 0,06-0,64 \$/m3	○	○
	Gaz	5-25 \$/ton	○	Prix gaz: 0,004-0,007 \$/m3	○	○
Rhode Island	Élec.	5-25 \$/ton	No _x : 30-33 \$/ton SO ₂ : 0 \$/ton	Prix élec.: 0,01-0,09 \$/m3	○	○
	Gaz	5-25 \$/ton	○	Prix gaz: 0,001 \$/m3	○	○
New Hamp.	Élec.	5-25 \$/ton	No _x : 30-33 \$/ton SO ₂ : 0 \$/ton	○	○	○
	Gaz	5-2 5\$/ton	○	○	○	○
New York	Élec., Gaz	17-20 \$/ton	○	○	○	○
Californie	Élec., Gaz	19-43 \$/ton	No _x : 7-1 4\$/ton PM: 19-43 \$/ton	○	○	○
Washington	Élec.	-----Ajout générique de 10 %-----				
	Gaz	○	○	○	○	○
C-B	Élec. & Gaz	○	○	○	○	○
Illinois	Élec., Gaz	20 \$/ton, ou ajout générique 10%	-----Ajout générique de 10 %-----			
Ontario	Élec.	-----Ajout générique de 15 %-----				
Vermont	Élec.	110 \$/ton	No _x : 30-33 \$/ton SO ₂ : 0 \$/ton	Prix élec.: 0,003-0,03 \$/m3	---Ajout générique de 10 %---	
	Gaz	110 \$/ton	○	Prix gaz: 0,001 \$/m3	----Ajout générique de 10 %---	

Légende : ○ : BNÉ non-quantifié. Note : les dollars indiqués sont en dollars canadiens.

4 DEGRÉ D'APPLICABILITÉ DES BNÉ POUR GAZ MÉTRO

Dans la section 3, nous avons présenté les résultats de notre balisage visant à comprendre les pratiques des gestionnaires de programmes d'économies d'énergie en Amérique du Nord quant à leur manière d'intégrer et d'estimer les BNÉ et les valeurs de ces estimations. Avant d'aborder la question portant sur la façon dont Gaz Métro pourrait capturer les BNÉ dans sa méthode de calcul du TCTR sur la base des résultats du balisage (élément que nous aborderons à la section 5), nous devons en premier lieu répondre à la question suivante : **quels sont les types de BNÉ que pourrait potentiellement générer chacun des programmes actuels du PGEÉ de Gaz Métro ?**

La présente section a ainsi pour objectif de présenter une évaluation qualitative des divers types de BNÉ que pourraient générer les programmes actuels de Gaz Métro. Cette évaluation repose sur notre examen de la portée des interventions commerciales du distributeur de même que sur la présence ou non de valeurs monétaires estimées suite au balisage à la section 3. Le degré d'applicabilité des types BNÉ a été qualifié de la manière suivante pour chacun des programmes :

- Fort : des valeurs estimées des BNÉ existent dans la littérature pour les mesures visées par le programme et elles peuvent s'appliquer au programme ;
- Faible : des valeurs estimées des BNÉ n'existent pas dans la littérature pour les mesures visées par le programme ou des valeurs estimées des BNÉ existent dans la littérature mais s'appliquent peu ou ne s'appliquent pas dans le contexte québécois ;
- Moyen : des valeurs estimées des BNÉ existent dans la littérature pour les mesures visées par le programme, mais elles ne s'appliquent que sur une partie des mesures visées par le programme.

Il est important de noter que cet exercice ne doit pas être interprété comme étant une évaluation qualitative de la taille des BNÉ pour le distributeur gazier, mais plutôt du degré d'applicabilité des BNÉ pour chaque programme et marché.

Dans l'ensemble, nous observons un fort potentiel d'applicabilité des BNÉ estimés pour les programmes de Gaz Métro, surtout dans le cas des BNÉ participant dans le secteur résidentiel. Les faits saillants pour chacune des catégories de BNÉ sont discutés ci-après.

4.1.1 BNÉ participant

Les résultats de notre évaluation qualitative par marché sont relativement cohérents avec ceux au Massachusetts, démontrant un certain niveau de similitude dans les programmes d'économies offerts au Québec et dans cet État américain. L'applicabilité moindre des BNÉ pour les participants provenant des marchés CII et VGE (Ventes grandes entreprises) s'explique par la plus faible probabilité que les participants industriels aient des BNÉ et que les clients du secteur commercial et institutionnel obtiennent de tels bénéfices en implantant des mesures d'économies d'énergie visant les usages autres que la climatisation, la ventilation et le chauffage (CVC). Par ailleurs, tel que mentionné à la section 3.2.2, au

Massachusetts, les BNÉ liés au chauffage de l'eau ne sont pas statistiquement significatifs pour le marché CII. C'est pour cette raison que le degré d'applicabilité des BNÉ liés aux participants des programmes touchant cet usage pour le marché CII est considéré faible. Enfin, les programmes visant l'amélioration des conditions d'opération et de maintenance dans le secteur CII ne font pas partie du portefeuille du Massachusetts et il n'y a donc aucune valeur de BNÉ développée pour ce type de programme. C'est pourquoi le programme PE226 Recommissioning de Gaz Métro se voit attribuer un degré d'applicabilité faible, malgré que ce programme touche l'usage CVC.

Le lecteur trouvera les résultats détaillés de l'évaluation des BNÉ liés aux participants pour chacun des programmes dans les trois tableaux ci-dessous.

Tableau 14 : Degré d'applicabilité des BNÉ liés aux participants - marché résidentiel

Programme	Eau	Confort	Bruit	Équip. O&M	+ Value Bâtiment	Sécurité & Qualité de l'air
Thermostat électronique programmable (PE103)	N/A*	Fort	N/A*	Fort	Fort	Fort
Sensibilisation (PE106)	N/A*	N/A*	N/A*	N/A*	N/A*	N/A*
Chaudière Efficace (PE111)	N/A*	Fort	N/A*	Fort	Fort	Fort
Chauffe-eau sans réservoir Energy Star (PE113)	N/A*	Fort	N/A*	Fort	Fort	Fort
Combo à condensation – pilote (PE123)	N/A*	Fort	N/A*	Fort	Fort	Fort
Fenêtre Energy Star (PE124)	N/A*	Fort	Fort	Fort	Fort	Fort
Supplément MFR (PE126)	N/A*	Fort	Fort	Fort	Fort	Fort
Supplément MFR (PE236)**	N/A*	Fort	Fort	Fort	Fort	Fort

* « N/A » signifie que le BNÉ ne s'applique pas compte tenu de la portée du programme. ** Ce programme vise le marché CII, mais est présenté avec les programmes résidentiels compte tenu de la similitude des BNÉ.

Tableau 15 : Degré d'applicabilité des BNÉ liés aux participants - marché CII

Programme	Équip. O&M ¹	+ Value Bâtiment	Coût d'opération ²
Chauffe-eau à efficacité intermédiaire (PE200)	Faible	Faible	Faible
Chaudière à efficacité intermédiaire (PE202)	Fort	Fort	Fort
Sensibilisation CII (PE204)	N/A*	N/A*	N/A*
Étude faisabilité CII (PE207)	Faible	Faible	Faible
Encouragement à l'implantation (PE208)	Moyen	Moyen	Moyen
Chaudière à condensation (PE210)	Fort	Fort	Fort
Chauffe-eau à condensation (PE212)	Faible	Faible	Faible
Infrarouge (PE215)	Fort	Fort	Fort
Innovation (PE220)	Faible	Faible	Faible
Sensibilisation en entreprise (PE221)	N/A*	N/A*	N/A*
Hotte à débit variable (PE224)	Fort	Fort	Fort
Aérotherme à condensation – pilote (PE225)	Fort	Fort	Fort
Recommissioning (PE226)	Faible	Faible	Faible
Rénovation (PE233)	Fort	Faible	Fort
Pré-chauffage solaire – pilote (PE234)	Fort	Fort	Fort
Nouvelle construction (PE235)	Fort	Fort	Fort

* « N/A » signifie que le BNÉ ne s'applique pas compte tenu de la portée du programme. ¹ Inclut des frais de maintenance moindres liés aux mesures d'enveloppe. ² Comprend principalement les éléments suivants : frais d'administration, de manutention et de stockage. Note : Pour le programme PE233 Rénovation, le BNÉ + Value Bâtiment est indiqué faible car selon l'étude du Massachusetts, les programmes CII visant l'enveloppe des bâtiments ne génèrent pas ce type de BNÉ.

Tableau 16 : Degré d'applicabilité des BNÉ liés aux participants - marché VGE

Programme	Équip. O&M ¹	+ Value bâtiment	Coût d'opération ²
Étude de faisabilité VGE (PE211)	Faible	Faible	Faible
Sensibilisation VGE (PE214)	N/A*	N/A*	N/A*
Encouragement à l'implantation – industriel (PE218)	Faible	Faible	Faible
Encouragement à l'implantation – institutionnel (PE219)	Moyen	Moyen	Moyen

* « N/A » signifie que le BNÉ ne s'applique pas compte tenu de la portée du programme. ¹ Inclut des frais de maintenance moindres liés aux mesures d'enveloppe. ² Comprend principalement les éléments suivants : frais d'administration, de manutention et de stockage.

4.1.2 BNÉ administrateur

Tel qu'illustré dans le Tableau 17, le degré d'applicabilité des BNÉ pour les administrateurs s'étend de faible à fort selon le type de BNÉ considéré. Il existe des valeurs estimées pour les BNÉ liés au recouvrement et aux coûts de services des MFR (Massachusetts) et ceux-ci s'appliquent largement au contexte de Gaz Métro (pour ses deux programmes MFR). En revanche, il n'existe pas dans la littérature de valeur estimée pour reconnaître la réduction des risques provenant de l'efficacité énergétique. De plus, même si plusieurs régions reconnaissent ce BNÉ à l'aide d'un ajout générique spécifique, on juge qu'une partie seulement de ce bénéfice est applicable à Gaz Métro. En effet, la diminution du risque résulte en grande partie du fait que l'efficacité énergétique permet d'optimiser les infrastructures dans le contexte d'une demande croissante en énergie. Or dans le contexte de Gaz Métro et selon son approche actuelle de l'efficacité énergétique, le distributeur n'a pas le contrôle sur la localisation des mesures d'efficacité énergétique mises en place, et ne peut donc pas, avec cet outil, repousser des investissements nécessaires aux endroits où les réseaux sont saturés. Cela fait en sorte que la diminution du risque s'applique dans une moindre mesure. En revanche, Gaz Métro est toujours sujet au risque lié à la volatilité du coût de la fourniture du gaz, ainsi qu'à de possibles nouvelles réglementations, ce qui donne un avantage à l'efficacité énergétique. Ainsi, afin de tenir compte du contexte particulier de Gaz Métro et de l'absence de valeur estimée dans la littérature, le degré d'applicabilité du BNÉ risque a été fixé à « faible ».

Tableau 17 : Degré d'applicabilité des BNÉ associés à l'administrateur

Programme	Recouvrement MFR	Coûts de service MFR	Réduction des risques
Marché résidentiel			
<i>Supplément MFR – résidentiel (PE126)</i>	Fort	Fort	Faible
<i>Autres programmes</i>	N/A*	N/A*	Faible
Marché CII			
<i>Supplément MFR – CII (PE236)</i>	Fort	Fort	Faible
<i>Autres programmes</i>	N/A*	N/A*	Faible
Marché VGE			
<i>Tout les programmes</i>	N/A*	N/A*	Faible

* « N/A » signifie que le BNÉ ne s'applique pas compte tenu de la portée du programme.

4.1.3 BNÉ société

Les BNÉ pour la société s'étendent de façon uniforme à l'ensemble des programmes du distributeur. Selon notre analyse, tous les bénéfices sociétaux ont un fort degré d'applicabilité, sauf la réduction des prix de l'électricité résultant d'une diminution de la demande de gaz et la sécurité d'approvisionnement accrue. Nous sommes d'avis que ces deux derniers bénéfices s'appliquent peu au contexte québécois compte tenu : i) qu'Hydro-Québec Distribution n'envisage pas d'émettre de nouveaux appels d'offres d'achat d'électricité à moyen et long terme étant donné ses surplus importants d'électricité; ii) que les risques de

rupture d’approvisionnement en gaz au Québec sont jugés comme étant relativement bas selon les travaux de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec (Lanoue & Mosseau, 2014). Il est à noter que Gaz Métro procède d’ores-et-déjà à l’intégration des coûts des GES dans l’estimation de ses coûts évités. Il est donc important de ne pas considérer ce BNÉ en double.

Tableau 18 : Degré d'applicabilité des BNÉ pour la société

Programme	GES	Autres émissions	Réduction des prix du gaz	Réduction des prix de l'élect.	Impact écono.	Sécurité d'appro.
Tous les programmes	Fort	Fort	Fort	Faible	Fort	Faible

5 AJOUTS GÉNÉRIQUES POUR GAZ MÉTRO

5.1 Définition des ajouts génériques : Survol

Étant donné le coût élevé associé à la réalisation d'études visant à quantifier la valeur monétaire des BNÉ de la même ampleur que celles du Massachusetts, évaluées au coût approximatif de 700 000 \$CAN pour l'examen des BNÉ associés aux participants et aux administrateurs, nous recommandons plutôt que Gaz Métro opte pour une approche reposant sur des ajouts génériques.

À partir des résultats du balisage (Section 3) et de l'analyse du degré d'applicabilité des BNÉ au PGEÉ de Gaz Métro (Section 4), nous avons développé des ajouts génériques visant à refléter les divers BNÉ associés à chacun des programmes du distributeur. Notre approche se fonde principalement sur les résultats obtenus par type de programme d'efficacité énergétique au Massachusetts puisque cette région, tel que démontré dans le balisage à la section 3, est la seule en Amérique du Nord à avoir procédé à une estimation exhaustive i) de la valeur monétaire des BNÉ relatifs aux participants et à l'administrateur pour ses programmes et ii) de leur poids par rapport aux bénéfices énergétiques. Nous sommes d'avis que l'approche préconisée est préférable à celle couramment utilisée qui consiste à appliquer un ou deux ajouts génériques uniformément à chacun des programmes, tel que mentionné dans la section 3, puisque nous la jugeons plus précise.

Les ajouts génériques proposés visant à capturer, de façon conservatrice, les BNÉ pour chacun des programmes sont présentés au Tableau 19 (page suivante). Ces valeurs, issues des calculs détaillés à la section 5.2, seraient utilisées dans le cadre du calcul du TCTR pour les programmes du distributeur.

Tableau 19: Sommaire des ajouts génériques par programme – Scénario Conservateur

		Ajout générique TOTAL
Résidentiel		
PE103	Thermostat électronique programmable	26 %
PE106	Sensibilisation résidentielle	N/A
PE111	Chaudières efficaces	26 %
PE113	Chauffe-eau sans réservoir Energy Star	26 %
PE123	Combo à condensation (projet pilote)	26 %
PE124	Fenêtre Energy Star	47 %
PE126	Supplément MFR - résidentiel	66 %
CII		
PE202	Chaudière à efficacité intermédiaire	18 %
PE204	Sensibilisation CII	N/A
PE207	Étude de faisabilité CII	6 %
PE208	Encouragement à l'implantation	17 %
PE210	Chaudières à condensation	18 %
PE212	Chauffe-eau à condensation	5 %
PE215	Infrarouge	18 %
PE220	Innovation	5 %
PE221	Sensibilisation en entreprise	N/A
PE224	Hotte à débit variable	18 %
PE225	Aerotherme à condensation (projet pilote)	18 %
PE226	Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments ou "Recommissioning" (projet pilote)	6 %
PE233	Rénovation	32 %
PE234	Pré-chauffage solaire (projet pilote)	18 %
PE235	Nouvelle Construction	3 %
PE236	Supplément MFR - CII	80 %
VGE		
PE211	Étude de faisabilité VGE	6 %
PE214	Sensibilisation VGE	N/A
PE218	Encouragement à l'implantation (secteur industriel)	6 %
PE219	Encouragement à l'implantation (secteur institutionnel)	17 %

Ces ajouts génériques prennent en compte seulement les BNÉ pour les participants et pour l'administrateur de programme.

Bien qu'il soit indiqué au Tableau 18 (section 4.1.3) que certains BNÉ pour la société s'appliquent fortement aux programmes de Gaz Métro, nous n'avons pas retenu d'ajout générique pour ces BNÉ pour les raisons suivantes : i) les GES sont déjà reflétés dans l'analyse économique car ils sont intégrés aux coûts évités de Gaz Métro; ii) les autres émissions, de même que la réduction du prix du gaz, ont des valeurs très marginales dans les rares régions qui en tiennent compte; iii) l'impact économique s'accompagne d'une incertitude très élevée quant à la détermination des données à partir de modèles macro-économiques et cet impact n'est pas intégré à l'analyse de rentabilité des programmes d'économies d'énergie pour les régions étudiées dans le cadre de notre balisage (Section 3).

Tel qu'indiqué au Tableau 19, les ajouts génériques sont plus élevés dans le secteur résidentiel, modérés pour le secteur CII et enfin plus faibles pour les programmes visant le secteur industriel, ce qui reflète les constats du Massachusetts.

À noter que les ajouts génériques les plus importants sont associés aux programmes MFR, mais qu'étant donné la méthodologie utilisée par Gaz Métro pour comptabiliser les bénéfices de ces programmes, les ajouts génériques spécifiques aux MFR ne s'appliquent pas et les BNÉ pour les MFR sont ainsi sous-estimés. En effet, les participants aux programmes MFR sont comptabilisés dans chacun des programmes résidentiels, ce sont donc les ajouts génériques des programmes résidentiels (hors MFR) qui sont utilisés.

5.2 Définition des ajouts génériques : Détails

Les détails pour chacun des ajouts génériques suggérés à la section précédente pour les fins de l'estimation du TCTR sont présentés dans le Tableau 20 à la page suivante et chaque colonne de ce tableau est expliquée ci-dessous, ce qui permet ainsi de présenter les éléments justificatifs sous-jacents à chacun de ces ajouts génériques.

Dans un premier temps, une estimation des BNÉ pour les participants et pour l'administrateur de programme (MFR) a été réalisée pour Gaz Métro, à partir des valeurs du Massachusetts. Les BNÉ du Massachusetts, exprimés en pourcentage des coûts évités, ont été appliqués aux programmes de Gaz Métro, selon les degrés d'applicabilité déterminés à la Section 4. Cette approche se base sur le fait que les coûts évités du Massachusetts et de Gaz Métro sont très similaires. Ensuite, afin de refléter le fait que les contextes du Massachusetts et du Québec sont différents et dans le but de demeurer conservateur, nous avons appliqué un facteur de pondération de 75 % aux valeurs déterminées précédemment.

Dans un second temps, nous avons ajouté un ajout générique visant à tenir compte de la diminution du risque pour la planification de l'offre et la demande lié à l'efficacité énergétique. Étant donné que le Massachusetts n'a pas développé d'estimé pour ce BNÉ, l'approche retenue se base sur la valeur du Vermont (voir l'explication de la colonne J plus bas). Dans le cas de Gaz Métro, tel qu'expliqué à la Section 4, le risque que vient diminuer l'efficacité énergétique est principalement associé à la volatilité des prix de la ressource (i.e. du coût de la fourniture).

Les ajouts génériques totaux par programme sont ainsi calculés comme la somme de ces deux facteurs.

Tableau 20 : Ajouts génériques visant à refléter les BNÉ des programmes de Gaz Métro – Scénario Conservateur*

	BNÉ Participant			BNÉ Admin. de programme (MFR)			Sous-Total	// Facteur	Sous-total	BNÉ Risque	TOTAL	
	% BNÉ participant Mass.	Probabilité d'occurrence des BNÉ	Ajout générique Participant	% BNÉ Adm. Mass.	Probabilité d'occurrence des BNÉ	Ajout générique MFR	Ajout générique Participant + MFR	conservateur de 75 % //	Ajout générique Participant + MFR CONSERVATEUR	Ajout générique risque	Ajout générique Total	
	A	B	C=AxB	D	E	F=DxE	G=C+F	H	I=GxH	J	K=I+J	
Résidentiel												
PE103	Thermostat électronique programmable	30 %	100 %	30%	0 %	0 %	0%	30 %	75 %	23 %	3 %	26 %
PE106	Sensibilisation résidentielle	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PE111	Chaudières efficaces	30 %	100 %	30%	0 %	0 %	0%	30 %	75 %	23 %	3 %	26 %
PE113	Chauffe-eau sans réservoir Energy Star	30 %	100 %	30%	0 %	0 %	0%	30 %	75 %	23 %	3 %	26 %
PE123	Combo à condensation (projet pilote)	30 %	100 %	30%	0 %	0 %	0%	30 %	75 %	23 %	3 %	26 %
PE124	Fenêtre Energy Star	58 %	100 %	58%	0 %	0 %	0%	58 %	75 %	44 %	3 %	47 %
PE126	Supplément MFR - résidentiel	76 %	100 %	76%	8 %	100 %	8%	84 %	75 %	63 %	3 %	66 %
CI												
PE202	Chaudière à efficacité intermédiaire	20 %	100 %	20.0%	0 %	0 %	0.0%	20 %	75 %	15 %	3 %	18 %
PE204	Sensibilisation CII	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PE207	Étude de faisabilité CII	38 %	10 %	4%	0 %	0 %	0%	4 %	75 %	3 %	3 %	6 %
PE208	Encouragement à l'implantation	38 %	50 %	19%	0 %	0 %	0%	19 %	75 %	14 %	3 %	17 %
PE210	Chaudières à condensation	20 %	100 %	20%	0 %	0 %	0%	20 %	75 %	15 %	3 %	18 %
PE212	Chauffe-eau à condensation	20 %	10 %	2%	0 %	0 %	0%	2 %	75 %	2 %	3 %	5 %
PE215	Infrarouge	20 %	100 %	20%	0 %	0 %	0%	20 %	75 %	15 %	3 %	18 %
PE220	Innovation	20 %	10 %	2%	0 %	0 %	0%	2 %	75 %	2 %	3 %	5 %
PE221	Sensibilisation en entreprise	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PE224	Hotte à débit variable	20 %	100 %	20%	0 %	0 %	0%	20 %	75 %	15 %	3 %	18 %
PE225	Aerotherme à condensation (projet pilote)	20 %	100 %	20%	0 %	0 %	0%	20 %	75 %	15 %	3 %	18 %
PE226	Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments ou "Recommissioning" (projet pilote)	38 %	10 %	4%	0 %	0 %	0%	4 %	75 %	3 %	3 %	6 %
PE233	Rénovation	38 %	100 %	38%	0 %	0 %	0%	38 %	75 %	29 %	3 %	32 %
PE234	Pré-chauffage solaire (projet pilote)	20 %	100 %	20%	0 %	0 %	0%	20 %	75 %	15 %	3 %	18 %
PE235	Nouvelle Construction	0 %	100 %	0%	0 %	0 %	0%	0 %	75 %	0 %	3 %	3 %
PE236	Supplément MFR - CII	93 %	100 %	93%	10 %	100 %	10%	103 %	75 %	77 %	3 %	80 %
VGE												
PE211	Étude de faisabilité VGE	38 %	10 %	4%	0 %	0 %	0%	4 %	75 %	3 %	3 %	6 %
PE214	Sensibilisation VGE	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PE218	Encouragement à l'implantation (secteur industriel)	38 %	10 %	4%	0 %	0 %	0%	4 %	75 %	3 %	3 %	6 %
PE219	Encouragement à l'implantation (secteur institutionnel)	38 %	50 %	19%	0 %	0 %	0%	19 %	75 %	14 %	3 %	17 %

*« Scénario conservateur » indique que l'on a appliqué un facteur de pondération de 75 % aux valeurs estimées du Massachusetts par souci de conservatisme.

Colonne A : Il s'agit du poids des BNÉ participant par rapport aux bénéfices énergétiques par type de programme au Massachusetts (voir Tableau 5, Section 3). Les programmes de Gaz Métro ont été classifiés selon les types de programme au Massachusetts.

Colonne B : La probabilité d'occurrence des BNÉ découle du résultat de l'analyse des programmes de Gaz Métro qui se retrouve dans les Tableaux 13 à 15 de la Section 4. À une probabilité forte correspond un facteur de 100 %, une probabilité moyenne, 50 % et une probabilité faible, 10 %. Ces pourcentages sont des hypothèses de travail logiques dans le contexte.

Colonne C : La colonne C présente les résultats des ajouts génériques pour les BNÉ participant par programme.

Colonne D : Il s'agit du poids des BNÉ administrateur de programme pour les MFR par rapport aux bénéfices énergétiques. Seuls les programmes MFR se voient attribuer une valeur, basée sur les résultats du Massachusetts présentés à la section 3.3.2.

Colonne E : Identique à la colonne B.

Colonne F : Identique à la colonne C.

Colonne G : Sous-total de l'ajout générique pour les Participants et l'Administrateur de programme (MFR), basé sur les valeurs estimées du Massachusetts, appliquées à Gaz Métro.

Colonne H : Par souci de conservatisme, un facteur de pondération de 75 % a été appliqué aux valeurs du Massachusetts de la colonne G. Ce facteur de 75 %, fondée sur notre jugement professionnel, vise à tenir compte de la variabilité qui existe entre le contexte économique et socio-économique du Massachusetts et celui du Québec. En effet, les programmes d'efficacité énergétique, les profils des participants et les valeurs du marché immobilier étant significativement différents au Québec et au Massachusetts, on ne peut pas transposer directement les valeurs du Massachusetts aux programmes de Gaz Métro et le facteur de 75 % a été choisi afin de demeurer conservateur.

Colonne I : La colonne I présente le sous-total de l'ajout générique pour les BNÉ Participant et Administrateur par programme (MFR), réduit du facteur de pondération conservateur de 75 %.

Colonne J : L'ajout générique de la colonne J vise à prendre en compte le risque moindre de l'efficacité énergétique pour la planification de l'offre et la demande en énergie. Celui-ci est uniforme à travers les programmes et se fonde sur les pratiques des états tels que le Delaware, le Vermont et Washington DC (voir Section 3), étant donné que le Massachusetts n'a pas développé d'estimé pour ce risque. Alors que le Vermont fait usage d'un ajout générique équivalent à 3 % des coûts évités pour capturer le BNÉ lié au risque, le Delaware et Washington DC utilisent un ajout générique de 10 %. Dans un même souci de rester conservateur et pour refléter le fait que seule une partie de ce BNÉ s'applique au contexte de Gaz Métro (sous-section 4.1.2), nous avons opté pour un ajout générique de 3 % pour les programmes de Gaz Métro.

Colonne K : Enfin, la colonne K présente l'ajout générique total incluant les perspectives du participant et de l'administrateur de programme, incluant les bénéfices pour les MFR et pour le risque.

5.3 Impact sur l'analyse économique des programmes du PGEÉ

La présente section a pour objectif de présenter l'impact des ajouts génériques proposés dans la section précédente sur l'analyse économique des programmes du PGEÉ de Gaz Métro.

Considérant la définition des tests économiques, les ajouts génériques sont appliqués comme suit dans l'analyse économique de Gaz Métro :

1. Calcul du TCTR : Les ajouts génériques totaux présentés au Tableau 19 sont appliqués aux coûts évités de Gaz Métro.
2. Calcul du Test du Participant (TP) : Seuls les ajouts génériques reflétant les BNÉ pour le participant (voir Annexe 1) sont appliqués aux prix de détails du gaz naturel.
3. Calcul du Test de Neutralité Tarifaire (TNT) : Seuls les ajouts génériques reflétant les BNÉ pour l'administrateur de programme (voir Annexe 1) sont ajoutés aux coûts évités.

À titre illustratif, le Tableau 21 présente l'impact des ajouts génériques sur les résultats de l'analyse économique des programmes du PGEÉ incluse dans la cadre de la Cause Tarifaire 2015 révisée.

Tableau 21: Analyse économique des programmes du PGEÉ avec et sans les BNÉ

	TCTR (\$)		TCTR (ratio)		TP (\$)		TNT (\$)	
	TCTR sans BNÉ	TCTR avec BNÉ	TCTR sans BNÉ	TCTR avec BNÉ	TP sans BNÉ	TP avec BNÉ	TNT sans BNÉ	TNT avec BNÉ
	\$	\$	ratio	ratio	\$	\$	\$	\$
Résidentiel								
PE103 Thermostat électronique programmable	430,596 \$	633,398 \$	2.23	2.81	1,438,164 \$	1,826,397 \$	(609,584 \$)	(586,184 \$)
PE106 Sensibilisation résidentielle	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PE111 Chaudières efficaces	163,270 \$	442,162 \$	1.18	1.49	2,170,143 \$	2,836,313 \$	(1,297,273 \$)	(1,264,045 \$)
PE113 Chauffe-eau sans réservoir Energy Star	10,841 \$	55,667 \$	1.07	1.34	379,587 \$	487,667 \$	(247,803 \$)	(240,648 \$)
PE123 Combo à condensation (projet pilote)	12,867 \$	64,142 \$	1.07	1.35	332,268 \$	428,327 \$	(260,298 \$)	(253,596 \$)
PE124 Fenêtre Energy Star	(8,948 \$)	13,710 \$	0.84	1.24	129,996 \$	194,951 \$	(92,535 \$)	(91,089 \$)
PE126 Supplément MFR - résidentiel	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Sous-total Résidentiel	608,625 \$	1,209,079 \$	1.37	1.73	4,450,158 \$	5,773,654 \$	(2,507,493 \$)	(2,435,562 \$)
CII								
PE202 Chaudière à efficacité intermédiaire	674,211 \$	1,132,409 \$	1.36	1.61	2,971,047 \$	3,708,462 \$	(1,291,960 \$)	(1,208,428 \$)
PE204 Sensibilisation CII	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PE207 Étude de faisabilité CII	1,180,784 \$	1,302,455 \$	2.39	2.54	2,626,244 \$	2,721,278 \$	(639,992 \$)	(572,838 \$)
PE208 Encouragement à l'implantation	7,727,199 \$	9,757,658 \$	2.83	3.31	20,096,825 \$	23,529,384 \$	(4,268,725 \$)	(3,871,981 \$)
PE210 Chaudières à condensation	14,131,051 \$	18,668,378 \$	2.28	2.69	33,667,355 \$	40,052,962 \$	(11,903,480 \$)	(11,073,789 \$)
PE212 Chauffe-eau à condensation	275,652 \$	399,321 \$	1.13	1.18	3,851,853 \$	3,962,685 \$	(2,071,723 \$)	(1,969,078 \$)
PE215 Infrarouge	4,005,820 \$	4,817,968 \$	8.91	10.52	7,895,937 \$	9,732,094 \$	(1,999,196 \$)	(1,863,838 \$)
PE220 Innovation	(479,612 \$)	(472,034 \$)	0.24	0.25	(151,868 \$)	(147,303 \$)	(365,522 \$)	(360,792 \$)
PE221 Sensibilisation en entreprise	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PE224 Hotte à débit variable	937,727 \$	1,229,400 \$	2.37	2.80	2,783,242 \$	3,247,286 \$	(1,081,185 \$)	(1,032,573 \$)
PE225 Aerotherme à condensation (projet pilote)	(83,295 \$)	(58,673 \$)	0.62	0.73	160,304 \$	192,551 \$	(232,324 \$)	(228,220 \$)
PE226 Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments ou "Recommissioning" (projet pilote)	1,368,665 \$	1,537,652 \$	1.95	2.06	3,911,101 \$	4,057,510 \$	(1,580,383 \$)	(1,485,959 \$)
PE233 Rénovation	3,334,890 \$	4,871,030 \$	3.28	4.32	7,057,892 \$	9,514,233 \$	(1,608,227 \$)	(1,464,214 \$)
PE234 Pré-chauffage solaire (projet pilote)	(69,317 \$)	(69,317 \$)	0.00	0.00	0 \$	0 \$	(69,317 \$)	(69,317 \$)
PE235 Nouvelle Construction	5,716,593 \$	7,461,331 \$	2.44	2.88	12,340,771 \$	12,340,771 \$	(4,541,967 \$)	(4,251,177 \$)
PE236 Supplément MFR - CII	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Sous-total CII	38,720,370 \$	50,577,576 \$	2.33	2.73	97,210,704 \$	112,911,914 \$	(31,654,000 \$)	(29,452,205 \$)
VGE								
PE211 Étude de faisabilité VGE	15,164,598 \$	16,143,091 \$	14.26	15.12	24,271,589 \$	25,027,481 \$	(2,132,411 \$)	(1,626,355 \$)
PE214 Sensibilisation VGE	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PE218 Encouragement à l'implantation (secteur industriel)	4,193,236 \$	4,900,406 \$	1.55	1.65	10,029,951 \$	10,657,942 \$	(1,954,591 \$)	(1,588,212 \$)
PE219 Encouragement à l'implantation (secteur institutionnel)	13,074,655 \$	16,448,660 \$	2.93	3.43	25,370,971 \$	30,016,824 \$	(4,991,034 \$)	(4,382,897 \$)
Sous-total VGE	32,432,489 \$	37,492,158 \$	3.09	3.42	59,672,511 \$	65,702,247 \$	(9,078,036 \$)	(7,597,464 \$)
Total PGEÉ	71,761,484 \$	89,278,812 \$	2.55	2.92	161,333,373 \$	184,387,815 \$	(43,239,529 \$)	(39,485,231 \$)

Note: Les chiffres du PE124 excluent les 3,000\$ en commercialisation qui ont été désalloués par la Régie dans sa décision D-2014-201.

Les résultats suivants ressortent de l'analyse du Tableau 21 :

- Suite à l'introduction des ajouts génériques, un seul programme passe d'un TCTR négatif vers un TCTR positif (en \$). Il s'agit du programme PE 124 : Fenêtres *Energy Star*. Toutefois, le nombre de participants à ce programme est très restreint et la différence dans le TCTR avant et après BNÉ se limite à environ 23 000 \$. Pour tous les autres programmes, le TCTR reste soit positif, soit négatif, même si les résultats s'améliorent dans tous les cas.
- Le TP reste positif pour tous les programmes, sauf pour le programme innovation dont le TP est négatif avec et sans l'ajout de BNÉ.
- Enfin, le TNT reste négatif dans tous les programmes, mais s'améliore légèrement.

En effectuant une moyenne pondérée selon les bénéfices énergétiques, nous avons évalué la moyenne des ajouts génériques par secteur:

- **Résidentiel** : L'ajout de BNÉ amène une augmentation de **26 %** du ratio TCTR.
- **CII** : L'ajout de BNÉ entraîne une augmentation de **17 %** du ratio TCTR.
- **VGE** : L'ajout de BNÉ correspond à une augmentation de **11 %** du ratio TCTR.

Au niveau du portfolio, l'inclusion des ajouts génériques du Tableau 19 conduit à une augmentation du ratio TCTR de **15 % en moyenne**, dont 12 % reflètent les BNÉ pour le participant tandis que les 3 % restant sont attribuables aux BNÉ pour les administrateurs. **La moyenne des ajouts génériques suggérés pour les programmes de Gaz Métro (15 %) est donc en ligne avec l'ensemble des juridictions étudiées, qui utilisent des ajouts génériques variant entre 7,5 % et 15 % (hors programmes MFR), tout en restant conservateur par rapport au chef de file qu'est le Massachusetts.**

6 CONCLUSION

Dans le cadre du balisage, nous avons pu observer que seul un nombre limité de régions procède à une quantification de la valeur monétaire des BNÉ, soit le Massachusetts (et le Rhode Island qui utilise les valeurs déterminées par le Massachusetts). Les autres régions qui prennent en compte les BNÉ le font à l'aide d'un ajout générique, généralement compris entre 7,5 et 15 % des bénéfices énergétiques. Le balisage a aussi montré que les BNÉ pour les participants et les administrateurs peuvent être significatifs, car ils représentent environ 44 % des bénéfices énergétiques²⁰ pour l'ensemble des programmes d'économies de gaz naturel au Massachusetts, tout secteur confondu, soit beaucoup plus que les ajouts génériques couramment utilisés. Il va s'en dire que si on ajoutait pour cet état américain les BNÉ pour la société, l'écart se creuserait davantage comparativement aux ajouts génériques. **Ceci illustre bien que l'usage des ajouts génériques a pour seul but d'obtenir une approximation conservatrice de la valeur globale des BNÉ, permettant ainsi de reconnaître à faible coût que ces bénéfices ne sont pas nuls.**

Sur la base de notre analyse qualitative, nous avons déterminé que les programmes de Gaz Métro ont globalement un fort potentiel d'applicabilité des divers types de BNÉ. **Néanmoins, étant donné le coût élevé associé à la réalisation d'études sur les BNÉ de la même ampleur que celles du Massachusetts, évaluées au coût total approximatif de 700 000 \$CAN pour l'examen des BNÉ associés aux participants et aux administrateurs, nous recommandons plutôt une approche reposant sur des ajouts génériques.**

À la lumière des études effectuées au Massachusetts et de notre évaluation qualitative du degré d'applicabilité des BNÉ pour les programmes de Gaz Métro, nous avons développé des ajouts génériques visant à capturer les BNÉ de chaque programme du PGEÉ du distributeur. Variant de 3 % à 32 %, **la moyenne des ajouts génériques s'élève à 15 % au niveau du portefeuille**, ce qui se situe dans la fourchette de 7,5-15 % qu'on retrouve dans les régions analysées dans le balisage. **Nous recommandons donc que Gaz Métro implante les valeurs présentées dans le Tableau 19 à la Section 5 lors du dépôt de la prochaine cause tarifaire (2016).**

Par ailleurs, nous suggérons que Gaz Métro réalise une vigie sur l'évaluation des BNÉ et la publication de nouvelles valeurs, ceci afin de réviser ou ajuster les ajouts génériques utilisés au besoin en fonction des nouvelles informations disponibles.

Nous sommes d'avis que la mise en œuvre de l'ensemble des recommandations permettra à Gaz Métro de faire usage des meilleures pratiques en Amérique du Nord quant à l'intégration des BNÉ dans le cadre de l'analyse de rentabilité de ses programmes d'économies d'énergie par le biais du TCTR. L'emploi d'ajouts génériques permettra ainsi à Gaz Métro de reconnaître que les BNÉ ne sont pas nuls, tout en adoptant une approche conservatrice et à un **coût raisonnable pour le distributeur**. De plus, ces

²⁰ Au Massachusetts, le coût des GES et la réduction des prix de l'énergie sont intégrés aux bénéfices énergétiques. Nous ne sommes pas en mesure de déterminer leur part dans les bénéfices énergétiques car cette information n'est pas disponible.

recommandations auront comme impact d'augmenter la valeur réelle des bénéfices économiques découlant des investissements en efficacité énergétique du distributeur et d'accroître ainsi la rentabilité de ces investissements.

BIBLIOGRAPHIE

- Ameren Illinois. (2013). *Ameren Illinois Portfolio Cost-Effectiveness Evaluation Program Year 3*. Récupéré sur <http://www.icc.illinois.gov/downloads/public/edocket/351672.pdf>
- BC Ministry of Energy and Mines. (2012). *Guide to the Demande-Side Measures Regulation*. ELECTRICITY AND ALTERNATIVE ENERGY DIVISION. Récupéré sur <http://www.empr.gov.bc.ca/EEC/Strategy/EEA/Documents/Guide%20to%20the%20DSM%20Regulation%20August%202012.pdf>
- California Public Utilities Commission. (2001). *California Standard Practice Manual: Economic Analysis of Demand-Side Management*. Récupéré sur http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/004ABF9D-027C-4BE1-9AE1-CE56ADF8DADC/0/CPUC_STANDARD_PRACTICE_MANUAL.pdf
- California Public Utilities Commission. (2013). *Energy Efficiency Policy Manual*. Récupéré sur <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/E17D21C5-6A8B-4101-83B3-9AE4EC117D84/0/EEPPolicyManualV5forPDF.pdf>
- California Public Utilities Commission Energy Division Staff. (2011). *Addressing Non-Energy Benefits in the Cost-Effectiveness Framework*. Récupéré sur <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/BA1A54CF-AA89-4B80-BD90-0A4D32D11238/0/AddressingNEBsFinal.pdf>
- (2014). Communication avec Lisa Shea de NSTAR (Mass.).
- (2014). Communication avec Walter Poor du Vermont Department of Public Service.
- Dunsky Expertise en Énergie. (2013). *Screening DSM: Introduction to Cost Effectiveness Issues*. Efficiency Nova Scotia.
- Dunsky, P., Boulanger, F., & Mathot, P. (2012). *Screening DSM: When the TRC Blocks Efficiency, What's Next? ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*.
- Enbridge. (2011). *2012 to 2014 Demand Side Management ("DSM") Plan*. Exhibit B, Tab 2, Schedule 9, Appendix A: EB-2011-0295. Récupéré sur http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/Documents/EGDI_appl_DSM%20plan%202012-2014_20111104.PDF
- Energy + Environmental Economics (E3). (2011). *2013-2014 Avoided Costs Update Calculator*. California Public Utilities Commission. Récupéré sur https://ethree.com/public_projects/cpuc4.php
- Energy Efficiency Screening Coalition. (2013). *Recommendations for Reforming Energy Efficiency Cost-Effectiveness Screening in the United States*. Récupéré sur http://www.nhpci.org/publications/NHPC_EE-Screening-Coalition-Position-Paper-final_20131118.pdf

- Kushler, M., Nowark, S., & Witte, P. (2012). *A National Survey of State Policies and Practices for the Evaluation of Ratepayer-Funded Energy Efficiency Programs*. American Council for Energy-Efficient Economy.
- Lanoue, R., & Mosseau, N. (2014). *Maîtriser Notre Avenir Énergétique: Pour le bénéfice économique, environnemental et social pour tous*. Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. Récupéré sur <http://consultationenergie.gouv.qc.ca/pdf/Rapport-consultation-energie.pdf>
- Morgenstern, J. (2013). *California's Experience in Incorporating Non-Energy Benefits into Cost-Effectiveness Tests*. California Public Utilities Commission. Récupéré sur http://www.iea.org/media/workshops/2013/energyproviders/Session3_4_Morgenstern_IEAOct16presentation.pdf
- National Action Plan for Energy Efficiency. (2008). *Understanding Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Programs: Best Practices, Technical Methods, and Emerging Issues for Policy-Makers*. Récupéré sur <http://www.epa.gov/cleanenergy/documents/suca/cost-effectiveness.pdf>
- Navigant. (2012). *Energy Efficiency / Demand Response Plan: Plan Year 3 (6/1/2010-5/31/2011): Review of PY3 Total Resource Cost Test*. Commonwealth Edison Company. Récupéré sur <http://www.icc.illinois.gov/downloads/public/edocket/323817.pdf>
- Nicor Gas. (2013). *Nicor Gas Energy Efficiency Plan (Exhibit 1.1)*. Récupéré sur <http://www.icc.illinois.gov/downloads/public/edocket/358853.pdf>
- Ontario Energy Board. (2011). *Demand Side Management Guidelines For Natural Gas Utilities*. EB-2008-0346. Récupéré sur http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/Regulatory/DSM_Guidelines_for_Natural_Gas_Utilities.pdf
- Ontario Energy Board. (2014). *Report of the Board Demand Side Management Framework for Natural Gas Distributors (2015-2020)*. Récupéré sur http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2014-0134/Report_Demand_Side_Management_Framework_20141222.pdf
- Ontario Power Authority. (2010). *OPA Conservation and Demand Management Cost Effectiveness Guide*. Récupéré sur <http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/OPA%20CDM%20Cost%20Effectiveness%20Test%20Guide%20-%202010-10-15%20F.pdf>
- Regulatory Assistance Project. (2013). *Recognizing the Full Value of Energy Efficiency: What's Under the Feel-Good Frosting of the World's Most Valuable Layer Cake of Benefits*. Récupéré sur <http://www.raponline.org/document/download/id/6739>
- Skumatz Economic Research Associates (SERA). (2009). *Lessons Learned and Next Steps in Energy Efficiency Measurement and Attribution: Energy Savings, Net to Gross, Non-Energy Benefits, and Persistence of Energy Efficiency Behavior*. California Public Utilities Commission. Récupéré sur http://library.cee1.org/sites/default/files/library/10517/CIEE_Behavior_White_Paper_-_Skumatz_2009.pdf

- Synapse Energy Economics. (2012a). *Best Practices in Energy Efficiency Program Screening: How to Ensure that the Value of Energy Efficiency is Properly Accounted For*. National Home Performance Council. Récupéré sur <http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapseReport.2012-07.NHPC.EE-ProgramScreening.12-040.pdf>
- Synapse Energy Economics. (2012b). *Energy Efficiency Cost-Effectiveness Screening: How to Properly Account for Other Program Impacts and Environmental Compliance Costs*. Regulatory Assistance Project. Récupéré sur <http://www.synapseenergy.com/Downloads/SynapseReport.2012-11.RAP.EE-Cost-Effectiveness-Screening.12-014.pdf>
- Synapse Energy Economics. (2013a). *Avoided Energy Supply Costs in New England: 2013 Report*. Avoided Energy Supply Component Study Group. Récupéré sur <http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapseReport.2013-07.AESC.AESC-2013.13-029-Report.pdf>
- Synapse Energy Economics. (2013b). *Energy Efficiency Cost-Effectiveness Screening in the Northeast and Mid-Atlantic States*. Northeast Energy Efficiency Partnerships. Récupéré sur http://www.neep.org/Assets/uploads/files/emv/emv-rfp/emv-products/EMV_Forum_C-E-Testing_Report_Synapse_2013%2010%2002%20Final.pdf
- Tetra Tech. (2011). *Massachusetts Program Administrators: Massachusetts Special and Cross-Sector Studies Area, Residential and Low-Income Non-Energy Impacts (NEI) Evaluation*. Massachusetts Program Administrators. Récupéré sur [http://www.riermc.ri.gov/documents/evaluationstudies/2011/Tetra_Tech_and_NMR_2011_MA_Res_and_LI_NEI_Evaluation\(76\).pdf](http://www.riermc.ri.gov/documents/evaluationstudies/2011/Tetra_Tech_and_NMR_2011_MA_Res_and_LI_NEI_Evaluation(76).pdf)
- Tetra Tech. (2012). *Final Report – Commercial and Industrial Non-Energy Impacts Study*. Massachusetts Program Administrators. Récupéré sur http://www.riermc.ri.gov/documents/evaluationstudies/2012/KEMA_2012_MA_CI_NEI_REPO RT.pdf
- Vermont Public Service Board. (2012). *Order Re Cost-Effectiveness Screening of Heating and Process-Fuel Efficiency Measures and Modification to State Cost-Effectiveness Screening Tool*.
- Washington Utilities and Transportation Commission. (2013). *Policy Statement on the Effectiveness of Natural Gas Conservation Programs*. Récupéré sur <http://www.wutc.wa.gov/rms2.nsf/177d98baa5918c7388256a550064a61e/cceb91c1dd54c04788257bff0066ff99!OpenDocument>

ANNEXE 1 – DÉTAIL DES AJOUTS GÉNÉRIQUES PAR PERSPECTIVE

Tableau 22 : Ajouts génériques suggérés pour les participants, pour l'administrateur de programme et au total

	Ajout générique BNÉ Participant	Ajout générique BNÉ Administrateur de programme	Ajout générique TOTAL	
Résidentiel				
PE103	Thermostat électronique programmable	23 %	3 %	26 %
PE106	Sensibilisation résidentielle	N/A	N/A	N/A
PE111	Chaudières efficaces	23 %	3 %	26 %
PE113	Chauffe-eau sans réservoir Energy Star	23 %	3 %	26 %
PE123	Combo à condensation (projet pilote)	23 %	3 %	26 %
PE124	Fenêtre Energy Star	44 %	3 %	47 %
PE126	Supplément MFR - résidentiel	57 %	9 %	66 %
CII				
PE202	Chaudière à efficacité intermédiaire	15 %	3 %	18 %
PE204	Sensibilisation CII	N/A	N/A	N/A
PE207	Étude de faisabilité CII	3 %	3 %	6 %
PE208	Encouragement à l'implantation	14 %	3 %	17 %
PE210	Chaudières à condensation	15 %	3 %	18 %
PE212	Chauffe-eau à condensation	2 %	3 %	5 %
PE215	Infrarouge	15 %	3 %	18 %
PE220	Innovation	2 %	3 %	5 %
PE221	Sensibilisation en entreprise	N/A	N/A	N/A
PE224	Hotte à débit variable	15 %	3 %	18 %
PE225	Aerotherme à condensation (projet pilote)	15 %	3 %	18 %
PE226	Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments ou "Recommissioning" (projet pilote)	3 %	3 %	6 %
PE233	Rénovation	29 %	3 %	32 %
PE234	Pré-chauffage solaire (projet pilote)	15 %	3 %	18 %
PE235	Nouvelle Construction	0 %	3 %	3 %
PE236	Supplément MFR - CII	70 %	11 %	80 %
VGE				
PE211	Étude de faisabilité VGE	3 %	3 %	6 %
PE214	Sensibilisation VGE	N/A	N/A	N/A
PE218	Encouragement à l'implantation (secteur industriel)	3 %	3 %	6 %
PE219	Encouragement à l'implantation (secteur institutionnel)	14 %	3 %	17 %



50, rue Ste-Catherine O., bureau 420, Montréal, Québec, Canada H2X 3V4 | T. 514.504.9030 | F. 514.289.2665 | info@dunsky.ca

www.dunsky.ca