ANNEXE A

PRÉSENTATION DE LA MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS

RENCONTRE TECHNIQUE DU 12 MAI 2006

Tel que mentionné lors de la rencontre du 12 mai 2006, les données et les informations sur la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur étaient préliminaires. Les données finales des coûts évités utilisés dans le cadre de la présente demande budgétaire se retrouvent à l'annexe A de HQD-15, document 1.

Hydro Québec
Distribution
Une division d'Hydro-Québec
Les coûts évités :
Concepts, résultats et utilisation
Document de travail
Direction Planification et efficience
Suivi de la décision D-2006-56
12 mai 2006

Plan de la présentation

1. **Coût évité : définition générale**
2. **Coût évité de fourniture – transport**
   - Méthodes de calcul
   - Équilibre offre – demande
   - Signal de coût évité
3. **Coût évité de transport – charge locale**
   - Définition, hypothèses, méthode de calcul et résultats
4. **Coût évité de distribution**
   - Définition, hypothèses, méthode de calcul et résultats
5. **Coûts évités de fourniture – transport, de transport – charge locale et de distribution par catégorie de clients et par usage**
   - Intrants, méthode de calcul et illustration
6. **Coûts évités de fourniture – transport, de transport – charge locale et de distribution : résultats détaillés**
7. **Domaines d'utilisation du coût évité**

2 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

1. Coût évité : définition générale

3 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

1. Coût évité : définition générale

- **Coût évité ou coût marginal :**
  Le coût à encourir pour alimenter une demande additionnelle, ou l'économie engendrée par la réduction d'une demande à la marge d'une situation de départ offre – demande.
- **Le coût évité est établi en fonction de :**
  - L'offre disponible et future.
  - La nature de la demande (niveau, répartition dans le temps, durée).
- **Le coût évité est un concept économique, basé sur les coûts futurs, différents des coûts moyens (notion comptable).**
- **Cette définition s'applique à la fourniture, au transport et à la distribution.**

4 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

1. Coût évité : définition générale (suite)

- **Le calcul du coût évité nécessite l'utilisation de paramètres économiques.**
- **Pour le Distributeur, les principaux paramètres économiques sont mis à jour sur une base annuelle.**
- **Valeurs actuelles :**
  - Taux d'actualisation nominal (coût du capital prospectif) : 6,41 %[1]
  - Taux d'inflation : 2 %
  - Taux d'actualisation réel : 4,33 %

[1] Décision D-2006-34

5 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

2. Coût évité de fourniture – transport

2.1. Coût évité de fourniture – transport : méthodes de calcul

- Le calcul du coût évité s'appuie sur la planification de l'équilibre offre – demande.
- La planification de long terme a pour objectif de répondre aux besoins de puissance et d'énergie au moindre coût global.
- Les méthodes généralement reconnues sont :
  - Différentiel de programme d'équipement.
  - Équipement (ou "mix" d'équipements) générique de référence.

2.1. Coût évité de fourniture – transport : méthodes de calcul (suite)

1. **Méthode du différentiel de programme d'équipement :**
   - Le coût marginal de la puissance est obtenu par la différence dans la valeur actuelle nette des coûts d'investissement entre deux programmes d'équipement : un programme de base et un autre avec un bloc additionnel de charge.
   - Le coût marginal de l'énergie est obtenu en mesurant l'impact du bloc d'énergie supplémentaire sur l'ensemble des coûts d'exploitation du réseau.
2. **Méthode de l'équipement (ou "mix" d'équipements) générique de référence :**
   - Le coût marginal de la puissance correspond en général au coût des investissements nécessaires à l'acquisition et à l'installation d'un équipement de référence.
   - Le coût marginal de l'énergie se compose généralement des coûts d'exploitation et d'entretien d'un équipement de référence.

8 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

2.1. Coût évité de fourniture – transport : méthodes de calcul (suite)

L'objectif de la planification est toujours d'assurer la satisfaction des besoins de puissance et d'énergie au moindre coût global.

- **Contexte des années '90 :**
  - L'analyse était basée sur la connaissance des coûts de construction des différents moyens de production envisageables sur l'horizon de planification.
- **Contexte actuel du Distributeur :**
  - Le Distributeur n'achète pas des équipements de production, mais des contrats d'approvisionnement en électricité.
  - Les prix de l'électricité des contrats obtenus par appel d'offres reflètent les prix du marché.
  - Ces prix sont influencés par le contexte énergétique.

La mise à jour de l'équilibre offre – demande doit être faite sur une base régulière, de même que celle du coût évité.

9 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

2.2. Offre – demande en énergie

TWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	183,7	186,9	188,1	190,3	191,7	192,9	193,8	195,7	196,3	197,6
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ *gestion des approvisionnements en temps réel*	*0,4*	*0,3*	*0,5*	*0,5*	*0,3*	*0,3*	*0,3*	*0,3*	*0,3*	*0,3*
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	**5,3**	**8,3**	**9,7**	**11,9**	**13,2**	**14,4**	**15,2**	**17,1**	**17,8**	**19,0**
- Approvisionnements non patrimoniaux (Existants ou en cours d'acquistion)	**4,3**	**3,6**	**9,3**	**10,7**	**11,2**	**12,5**	**13,7**	**15,0**	**16,8**	**17,9**
• TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
• Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Hydro Québec Production - Cyclable[1]	-	-	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
• Contrats de biomasse	-	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Contrats signés - Éolien I (990 MW)	-	0,1	0,7	1,1	1,5	1,9	2,3	2,7	3,0	3,0
• Contrat signé - Cogénération	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
• Appel d'offres d'énergie éolienne[2] (2 000 MW)	-	-	-	-	0,1	0,9	1,9	3,0	4,1	5,2
• Contrats de court terme signés	4,3	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-
= Approvisionnements additionnels requis	**1,0**	**4,7**	**0,4**	**1,2**	**1,9**	**1,9**	**1,5**	**2,1**	**1,0**	**1,1**

[1] Selon un facteur d'utilisation de 100%.
[2] Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 30%).
Source: Suivi de l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 19-10-2005 tableau 3.5 page 27

10 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

2.3. Offre – demande en puissance

MW

	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	**35 936**	**35 997**	**36 322**	**36 637**	**36 873**	**36 997**	**37 202**	**37 424**	**37 633**
Incluant Bi-énergie CII	*353*	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 162	3 312	3 451	3 700	3 724	3 737	3 757	3 780	3 801
Taux de réserve requise	*8,8%*	*9,2%*	*9,5%*	*10,1%*	*10,1%*	*10,1%*	*10,1%*	*10,1%*	*10,1%*
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	**1 656**	**1 867**	**2 331**	**2 895**	**3 155**	**3 292**	**3 517**	**3 762**	**3 992**
- Approvisionnements non patrimoniaux	**1 550**	**1 141**	**1 809**	**1 856**	**1 981**	**2 154**	**2 329**	**2 503**	**2 638**
• Électricité interruptible[1]	500	500	500	500	500	500	500	500	500
• TransCanada Energy[2]	-	547	547	547	547	547	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base	-	-	350	350	350	350	350	350	350
• Hydro Québec Production - Cyclable	-	-	250	250	250	250	250	250	250
• Contrats de biomasse	-	20	36	36	36	36	36	36	36
• Contrats signés - Éolien I (990 MW)	-	74	126	164	200	252	308	347	347
• Contrat signé - Cogénération	-	-	-	8	8	8	8	8	8
• Appel d'offres d'énergie éolienne[3] (2 000 MW)	-	-	-	-	90	210	330	465	600
• Contrats de court terme signés	1 050	-	-	-	-	-	-	-	-
= Puissance additionnelle requise arrondie à 10 MW près	**110**	**730**	**520**	**1 040**	**1 170**	**1 140**	**1 190**	**1 260**	**1 350**

[1] Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 720 MW et une contribution effective au bilan de l'ordre de 70%.
[2] Prend en compte une puissance additionnelle de 40 MW disponible pour les mois de décembre, janvier et février.
[3] Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 30%).

Source: Suivi de l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 19-10-2005 tableau 3.6 page 28

11 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

2.4. Constats sur l'équilibre offre – demande

Les approvisionnements additionnels

- La puissance et l'énergie garantie acquises par appels d'offres permettent de couvrir les besoins en base dès l'année 2007
  (les quantités additionnelles requises sont de l'ordre de 1 TWh par année).
- Besoins de puissance additionnelle pour couvrir la pointe d'hiver dès l'année 2006, sur tout l'horizon de planification.
  - Définition des besoins à la pointe d'hiver :
    - Correspondent à la puissance requise pour satisfaire la charge, en respectant le critère de fiabilité en puissance.
    - Période de 4 mois : décembre à mars.
  - Plusieurs moyens disponibles pour combler ces besoins.

12 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

2.5. Signal de coût évité de fourniture – transport : justificatif

- La planification de long terme de l'équilibre offre – demande se fait après prise en compte des économies d'énergie.
- Le profil des besoins additionnels du Distributeur après économie d'énergie est le même qu'avant économie d'énergie :
  - Le PGEÉ s'adresse à toutes les catégories de clients.
  - Le PGEÉ couvre tous les usages.
  - Les mesures implantées ont des effets de long terme.

Le PGEÉ permet de réduire le niveau des besoins du Distributeur sans modifier sa stratégie d'achat.

13 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

2.6. Signal de coût évité de fourniture – transport : niveau

Signal retenu pour l'énergie :

- 8,3 ¢/kWh pour l'année 2007 et croissance à l'inflation pour les années suivantes.
  - Prix connu aujourd'hui : valeur associée au dernier contrat de long terme signé du Distributeur pour de l'énergie éolienne et incluant le prix associé au contrat d'équilibrage.

Signal retenu pour la puissance en hiver :

- 10 $/kW-hiver (en dollars de 2006) pour l'année 2007 et croissance à l'inflation pour les années suivantes.
  - Basé sur les prix d'achats de puissance pour la pointe 2005-2006 des contrats signés par le Distributeur, suite aux appels d'offres de court terme.

Le signal retenu de coût évité fourniture – transport de 8,3 ¢/kWh inclut les pertes de transport et les coûts d'intégration au réseau de transport, car l'énergie est livrée près des centres de consommation.

14 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

2.7. Signal de coût évité de fourniture – transport : structure

- **La structure du coût évité retenu en énergie pour 2007 et plus reflète celle du marché, soit:**
  - Différentiation entre les heures en pointe (de 6 h à 22 h les jours ouvrables) et les heures hors - pointe (les autres heures).
  - L'écart de coût retenu est de 1 ¢/kWh, soit **8,8 ¢/kWh** pour les **heures de pointe** et **7,8 ¢/kWh** pour les **heures hors pointe**.
- **Répartition des coûts additionnels de puissance sur les quatre mois d'hiver (décembre à mars) pour les usages (chauffage, éclairage, …) étudiés.**
  - **10 $/kW-hiver soit 0,35 ¢/kWh**.

15 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

3. Coût évité de transport – charge locale

3.1 Coût évité de transport – charge locale : définition

Définition:

- Dépenses associées aux travaux requis sur le réseau de transport, pour répondre aux besoins de croissance dans une région ou des zones données ou à maintenir la stabilité du réseau et la continuité de service après augmentation de la charge.
- Dépenses requises au-delà de celles engagées sur le réseau de transport pour l'intégration de la fourniture.

Le coût évité de transport – charge locale comprend :

- Investissements
- Frais annuels d'exploitation
- Taxe sur le capital
- Taxe sur les services publics

3.2 Coût évité de transport – charge locale : hypothèses

Intrants :

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Charge locale du Distributeur (en MW)	34 473	35 322	35 652	35 942	36 243	36 685	37 115	37 433	37 743	38 056
Croissance (en MW)	398	849	330	290	301	442	430	318	310	313
Investissements (en M$ courants)	62	136	158	129	89	73	53	65	159	38

Source des données : R-3520-2003

3.3. Coût évité de transport – charge locale : méthode de calcul et résultats

Calcul du coût unitaire :

Coût unitaire (investissements actualisés / MW actualisés)	233 $/kW
+ Taxe sur le capital	8 $/kW
+ Taxe sur les services publics	14 $/kW
+ Frais annuels d'exploitation et d'entretien (environ 1,5 % du montant total de l'investissement soit un taux de 21 % sur les montants actualisés)	49 $/kW
Total coût unitaire	305 $/kW

Coût annuel d'usage (annuité croissante calculée sur 40 ans)	16,2 $/kW/an

4. Coût évité de distribution

4.1. Coût évité de distribution : définition

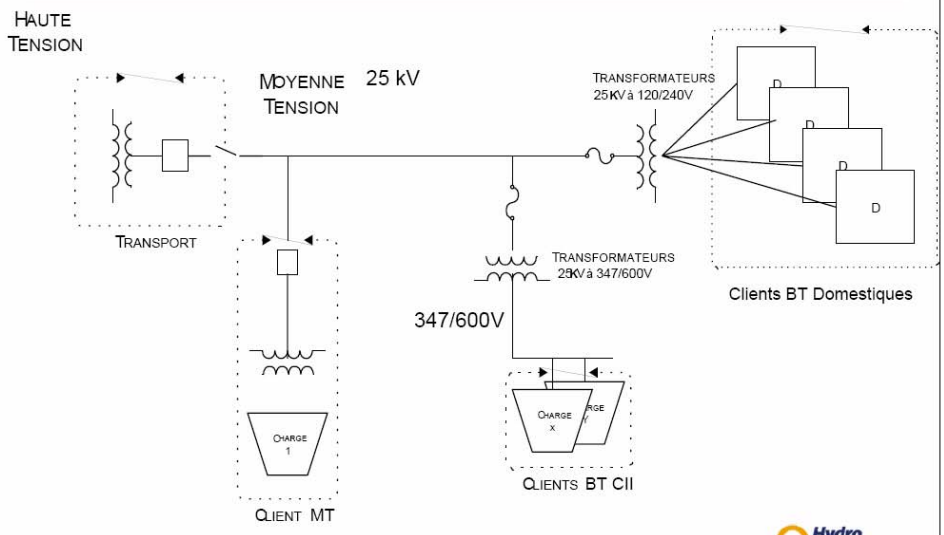
Définition:

- Le coût évité de distribution prend en compte les dépenses nécessaires sur le réseau de distribution pour rencontrer la croissance de la demande au cours des prochaines années.
- Les investissements retenus concernent essentiellement les équipements sur les tronçons principaux (25 kV).

Le coût évité de la distribution comprend :

- Investissements
- Frais annuels d'exploitation
- Taxe sur le capital
- Taxe sur les services publics

4.1. Coût évité de distribution : définition (suite)



4.2. Coût évité de distribution : hypothèses

Intrants :

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Pointe non diversifiée des lignes de distribution (en MW)	25 056	25 305	25 526	25 734	25 945	26 157	26 371	26 587	26 770	26 955
Croissance (en MW)	363	249	221	208	211	212	214	216	183	185
Investissements (en M$ courants)	41,7	42,5	43,3	44,2	39,6	33,7	33,2	32,7	32,1	30,3

Source des données : R-3492-2002

4.3. Coût évité de distribution : méthode de calcul et résultats

Calcul du coût unitaire :

Coût unitaire (investissements actualisés / MW actualisés)	159 $/kW
+ Taxe sur le capital	5 $/kW
+ Taxe sur les services publics	8 $/kW
+ Frais annuels d'exploitation et d'entretien (environ 1,9 % du montant total de l'investissement soit un taux de 30 % sur les montants actualisés)	48 $/kW
Total coût unitaire	220 $/kW

Coût annuel d'usage (annuité croissante calculée sur 30 ans)	13,42 $/kW/an

24 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006

Hydro Québec Distribution

5. Coûts évités de fourniture – transport, de transport – charge locale et de distribution

par usage et par catégorie de clients

25 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006

Hydro Québec Distribution

5.1. Coût évité par catégorie de clients et par usage : intrants

Les intrants requis sont :

- Proportion de la consommation selon les heures de pointe et les heures hors pointe.
- Proportion de la consommation selon les mois d'hiver et les autres mois de l'année.
- Taux de pertes de distribution.
- Facteurs d'utilisation annuels.

5.1. Coût évité par catégorie de clients et par usage : intrants (suite)

Catégorie de clients	Proportion de consommation en heures de pointe	Proportion de consommation pendant les mois d'hiver	Taux de pertes sur le réseau de distribution	Facteur d'utilisation annuel (FU)
Tarif D ensemble de la catégorie	51 %	50 %	3,83 %	47 %
Tarif D chauffage de l'espace	46 %	70 %	3,83 %	33 %
Tarif G	53 %	36 %	3,81 %	63 %
Tarif M	52 %	34 %	3,14 %	78 %
Tarif L	50 %	34 %	0,00 %	95 %
Intrant s'appliquant à :	Fourniture - transport	Fourniture - transport	Fourniture - transport, transport - charge locale et distribution	Transport - charge locale et distribution

Source des données : R-3579-2005

5.2. Coût évité par usage de fourniture – transport

Le coût évité d'un usage et d'une catégorie de clients s'obtient par le calcul suivant (en ¢/kWh) :

1. **Calcul du coût évité de l'énergie :**
   - (Coût évité d'énergie pendant les heures de pointe * proportion de consommation pendant les heures de pointe) + (Coût évité d'énergie pendant les heures hors pointe * proportion de consommation pendant les heures hors pointe).
2. **Coût évité de puissance :**
   - Coût évité de puissance en ¢/kWh * proportion de consommation pendant les 4 mois d'hiver.
3. **Coût évité total avant pertes de distribution :**
   - Coût évité total avant pertes = (1) + (2)
4. **Coût évité total :**
   - Coût évité total = (3) * (1 + taux de pertes de distribution)

28 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

5.3. Coût évité par usage de fourniture – transport : illustration

Coût évité de l'usage de chauffage domestique année 2007 :

Intrants :

- Coût évité de l'énergie de l'année 2007 :
  - 8,8 ¢/kWh pendant les heures de pointe
  - 7,8 ¢/kWh pendant les heures hors pointe
- Coût évité de puissance additionnelle pour les 4 mois d'hiver exprimé en ¢/kWh :
  - 10,2 $/kW / 2 904 heures = 0,35 ¢/kWh
- Proportion de la consommation de chauffage pendant les mois de décembre à mars : 70 %
- Proportion de consommation pendant les heures de pointe : 46 %
- Taux de pertes de distribution pour les clients du tarif D : 3,83 %

Calcul :

Coût évité de chauffage avant pertes =
(8,8 * 46 % + 7,8 * 54 %) + 0,35 * 70 % = 8,5 ¢/kWh

Coût évité de chauffage (incluant pertes) = 8,5 *(1 + 3,83 %) = 8,83 ¢/kWh.

29 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

5.4. Coûts évités par usage de transport – charge locale et de distribution

Le coût évité par usage et par catégorie de clients s'obtient en tenant compte de:

- FU annuel de l'usage analysé.
- Taux de pertes associé à la catégorie de clients.

Coût évité d'un usage et d'une catégorie de client (¢/kWh) = (coût évité en $/kW-an) / (8 760 heures * FU)) * (1 + taux de pertes de distribution)

30 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

5.5. Coûts évités par usage de transport – charge locale et de distribution: illustration

Coût évité de distribution clientèle résidentielle pour le chauffage des locaux :

Intrants :

- Coût évité de Distribution : 13,42 $/kW-an
- Facteur d'utilisation annuel : 33 %
- Taux de pertes de distribution : 3,83 %

Calcul :

- 1 kW à 33 % de FU est équivalent à 8 760 * 33 % = 2 900 kWh
- Coût évité (avant prise en compte des pertes de distribution) : 13,42 $/kW/an / 2 900 kWh = 0,46 ¢/kWh.
- Coût évité (pertes de distribution incluses) : 0,46 ¢/kWh * (1 + 3,83 %) = 0,48 ¢/kWh.

31 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

5.6. Coût évité fourniture, transport et distribution : résultats

- La fourniture - transport représente de 92 à 95 % du coût évité total pour les clients des tarifs D, G, M, et 100 % du coût évité pour la majorité des clients du tarif L.
- Les coûts évités de transport de la charge locale et de distribution sont du même niveau et contribuent pour 3 à 4 % au coût évité total pour les clients D, G et M.

La fourniture représente le principal élément de coûts déclencheur pour le développement d'options commerciales.

32 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

6. Coût évité fourniture – transport, transport – charge locale et distribution : résultats détaillés

33 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

6.1. Coût évité par usage et par année pour la clientèle du tarif D

(en ¢ / kWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Chauffage de l'eau	**9,37**	**9,55**	**9,74**	**9,93**	**10,13**	**10,33**	**10,54**	**10,74**	**10,96**
Fourniture et Transport	8,84	9,02	9,20	9,38	9,57	9,75	9,95	10,15	10,35
Transport - Charge locale	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33
Distribution	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28
Chauffage des locaux	**9,91**	**10,11**	**10,31**	**10,52**	**10,73**	**10,95**	**11,17**	**11,39**	**11,62**
Fourniture et Transport	8,83	9,01	9,19	9,37	9,56	9,75	9,95	10,15	10,35
Transport - Charge locale	0,59	0,60	0,62	0,63	0,64	0,65	0,67	0,68	0,69
Distribution	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57
Tous les usages	**9,57**	**9,76**	**9,95**	**10,15**	**10,35**	**10,56**	**10,77**	**10,99**	**11,21**
Fourniture et Transport	8,81	8,99	9,16	9,35	9,53	9,72	9,92	10,12	10,32
Transport - Charge locale	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,47	0,48
Distribution	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40

34 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

6.2. Coût évité par usage et par année pour la clientèle du tarif G

(en ¢ / kWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Chauffage des locaux	**9,80**	**10,00**	**10,20**	**10,41**	**10,62**	**10,83**	**11,05**	**11,27**	**11,49**
Fourniture et Transport	8,84	9,02	9,20	9,38	9,57	9,76	9,96	10,16	10,36
Transport - Charge locale	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,61	0,62
Distribution	0,44	0,45	0,46	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51
Tous les usages (sans chauffe)	**9,38**	**9,56**	**9,75**	**9,95**	**10,14**	**10,35**	**10,55**	**10,76**	**10,98**
Fourniture et Transport	8,81	8,98	9,16	9,34	9,53	9,72	9,91	10,11	10,31
Transport - Charge locale	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,37
Distribution	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28	0,29	0,29	0,30	0,30
Tous les usages	**9,35**	**9,53**	**9,72**	**9,92**	**10,11**	**10,32**	**10,52**	**10,73**	**10,94**
Fourniture et Transport	8,77	8,95	9,13	9,31	9,50	9,69	9,88	10,08	10,28
Transport - Charge locale	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,37
Distribution	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28	0,29	0,29	0,30	0,30

35 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

6.3. Coût évité par usage et par année pour la clientèle du tarif M

(en ¢ / kWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Chauffage des locaux	**9,77**	**9,96**	**10,16**	**10,37**	**10,57**	**10,79**	**11,00**	**11,22**	**11,45**
Fourniture et Transport	8,78	8,96	9,14	9,32	9,51	9,70	9,90	10,09	10,30
Transport - Charge locale	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,62	0,63
Distribution	0,45	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52
Tous les usages (sans chauffe)	**9,17**	**9,35**	**9,54**	**9,73**	**9,92**	**10,12**	**10,32**	**10,53**	**10,74**
Fourniture et Transport	8,71	8,89	9,06	9,24	9,43	9,62	9,81	10,00	10,20
Transport - Charge locale	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28	0,29	0,29
Distribution	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24
Tous les usages	**9,16**	**9,34**	**9,53**	**9,72**	**9,91**	**10,11**	**10,31**	**10,51**	**10,72**
Fourniture et Transport	8,70	8,88	9,05	9,23	9,42	9,61	9,80	9,99	10,19
Transport - Charge locale	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28	0,29	0,29
Distribution	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24

6.4. Coût évité par usage et par année pour la clientèle du tarif L

(en ¢ / kWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Tous les usages	**8,45**	**8,61**	**8,79**	**8,96**	**9,14**	**9,32**	**9,51**	**9,70**	**9,89**
Fourniture et Transport	8,45	8,61	8,79	8,96	9,14	9,32	9,51	9,70	9,89
Transport - Charge locale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

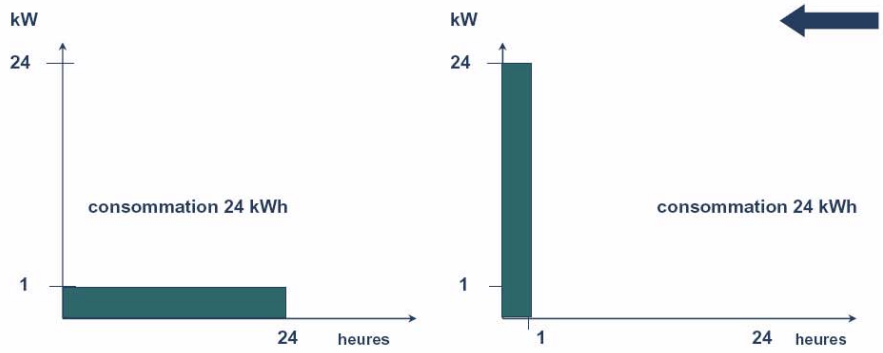
7. Domaines d'utilisation du coût évité

7. Domaines d'utilisation du coût évité

- **Le signal de coût évité retenu est utilisé pour tous les programmes commerciaux ou options analysés par le Distributeur.**
  - PGEÉ
  - Options de puissance
  - Structures tarifaires
- **Dans le cas du PGEÉ, le coût évité est un intrant pour :**
  - Calculer le potentiel technico-économique des mesures d'économie d'énergie.
  - Calibrer l'offre commerciale.
  - Vérifier la rentabilité des programmes ou mesures d'économie d'énergie (test du coût total en ressource et test de neutralité tarifaire).
  - Mesurer l'impact tarifaire du PGEÉ.

Annexes

1 Nature de la demande : une illustration



2. Coûts évités utilisés en fourniture – transport

Demande R-3552-2004

- Année 2005 : Résultat de l'appel d'offres de court terme du Distributeur soit 7,5 ¢/kWh.
- Année 2006 et suivantes : 6,5 ¢/kWh (dollars de 2007) transformé en dollars de l'année courante.
- À partir de 2011 : coût additionnel pour les mois d'hiver (décembre à février).

  Prix du produit UCAP pour le marché de New York en 2004, indexé à l'inflation jusqu'en 2011 : 10,7 $/kW/an.

Demande R-3584-2005

- Mise à jour du coût évité pour l'année 2006 : 8,7 ¢/kWh, reflet des appels d'offres de court terme du Distributeur.

  Écart significatif du niveau des coûts évités par rapport à la mise à jour actuelle (28 %).

42 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

3.1. Évaluation économique : les tests de rentabilité

Test du coût total en ressources (CTR)

Coûts évités Distributeur > Coût des programmes Distributeur + Coûts clients participants

Test du client participant (TP)

Facture évitée du client participant > Coûts nets d'implantation de la mesure par le client participant

Test de neutralité tarifaire (TNT)

Coûts évités Distributeur > Coût des programmes Distributeur + perte de revenus

Les coûts sont exprimés en dollars actualisés et l'analyse se fait par programme et selon la durée de vie de ces derniers.

43 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 Hydro Québec Distribution

3.2. Évaluation financière : impact tarifaire du PGEÉ

L'évaluation financière mesure l'impact du PGEÉ sur les revenus requis du Distributeur, en supposant tous les autres paramètres constants, sur l'horizon du PGEÉ.

Trois éléments sont pris en compte:

- Les coûts évités par le PGEÉ.
- Les dépenses du Distributeur pour le PGEÉ.
- La perte de revenu que les économies d'électricité induisent.

Ils sont présentés en flux annuel (en millions de $) et sont traduits en points de tarifs, à une année donnée.