

**COÛTS DU PROJET, ÉTUDES ÉCONOMIQUES ET  
IMPACT SUR LES TARIFS DE DISTRIBUTION**



1    **1.    ANALYSE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE**

2    Le présent document présente l'analyse économique et l'impact sur les revenus  
3    requis du Distributeur de la solution proposée, et les hypothèses qui sous-  
4    tendent les calculs.

5    **2.    HYPOTHÈSES**

6    **2.1.   Les revenus**

7    De façon à évaluer les revenus, une étude de prévision de la demande  
8    d'électricité sur l'horizon d'analyse a été réalisée. Cette dernière est basée sur  
9    les différentes hypothèses de croissance de la population locale, de la formation  
10   de ménages et de l'activité économique de la communauté. La prévision a été  
11   réalisée distinctement pour les marchés résidentiel et commercial, institutionnel  
12   et industriel (CII). Le scénario de croissance de la demande d'électricité est  
13   présenté à la pièce HQD-3, document 1. Conformément aux conventions et  
14   ententes conclues avec la communauté de Waskaganish, la solution proposée  
15   prévoit la conversion des équipements de chauffage, actuellement au mazout,  
16   vers l'électricité. Le Distributeur prévoit que cette conversion sera terminée à  
17   l'année 2011.

18   Les revenus découlant de la prise en charge de l'alimentation électrique de la  
19   communauté sont calculés en appliquant le tarif unitaire moyen (conformément  
20   au règlement tarifaire d'Hydro-Québec) par catégorie de client au volume  
21   d'électricité que cette catégorie est prévue consommer. Aucune augmentation  
22   tarifaire n'est prise en compte dans l'analyse.

23   La prévision de la demande et l'évolution des revenus sont présentées au  
24   tableau 1.

1 **Tableau 1**

	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Ventes (GWh)</b>									
Domestique et agricole	1,8	12,1	13,5	14,9	16,1	19,6	22,6	25,1	27,1
Clients CII	1,3	8,1	8,4	8,6	9,1	10,7	12,3	13,7	14,8
<b>Total</b>	<b>3,1</b>	<b>20,2</b>	<b>21,9</b>	<b>23,5</b>	<b>25,2</b>	<b>30,2</b>	<b>34,9</b>	<b>38,8</b>	<b>41,8</b>
<b>Revenus</b>									
Total (k\$)	211	1 369	1 484	1 593	1 704	2 046	2 360	2 628	2 829
Tarif moyen (¢/kWh)	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,76	6,76	6,76	6,76

2

3 **2.2. Les investissements**

4 Les investissements qui devront être assumés par le Distributeur pour la ligne de  
5 transport et les postes connexes s'élèvent à 57,4 M\$ (HQD-1, document 1). Par  
6 ailleurs, le Distributeur prévoit investir environ 1,4 M\$ pour mettre à niveau le  
7 réseau de distribution actuellement en place, en plus de 0,4 M\$ pour l'installation  
8 de compteurs, soit environ 1,8 M\$ au total. Il est prévu que le Distributeur  
9 acquerra le réseau de distribution pour la somme nominale de 1 \$.

10 **2.3. Les charges d'exploitation**

11 La prise en charge des activités de distribution nécessitera des dépenses de  
12 l'ordre de 250 k\$ par année à compter de 2006. Ces dépenses comprennent la  
13 maintenance, le traitement des pannes, les projets et les demandes de service  
14 des clients. Pour les services à la clientèle, sur la période 2006-2035, les  
15 dépenses passeront de 92 k\$ à 116 k\$ par année en dollars constants de 2003.

16 Le coût de transport correspondant à la portion de la ligne qui est intégrée à la  
17 base de tarification du Transporteur est calculé en multipliant la demande en  
18 puissance prévue au moment de la pointe annuelle, par le tarif de transport  
19 auquel est assujetti le Distributeur. Aucune augmentation de ce tarif n'est prise  
20 en compte dans l'analyse.

21 Par ailleurs, les charges d'exploitation en transport imputables au Distributeur en  
22 relation avec l'investissement de 57,4 M\$ sont compensées par une contribution

1 forfaitaire correspondant à 15 % de la valeur de cet actif, soit 8,6 M\$. Cette façon  
2 de faire est conforme à la décision de la Régie de l'énergie dans la cause R-  
3 3401-98<sup>1</sup>. Le traitement financier de cette dépense est décrit à la section 4 du  
4 présent document.

5 Enfin, l'hypothèse du coût de fourniture de l'électricité par le Distributeur est de  
6 6 ¢/kWh, conformément aux prix des offres retenues dans le cadre du premier  
7 appel d'offres du Distributeur. Le volume d'achat d'électricité tient compte des  
8 pertes sur le réseau de transport et de distribution qui sont estimées à environ  
9 10 %. Le coût de fourniture est indexé à l'inflation pour toute la durée de  
10 l'analyse.

### 11 **3. L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

12 Outre les hypothèses décrites à la section précédente, les paramètres  
13 économiques et financiers utilisés par le Distributeur sont ceux déposés dans la  
14 cause R-3492-2002. Ainsi, l'analyse de la rentabilité économique et financière a  
15 été faite en utilisant le taux du coût prospectif du capital présenté à la pièce  
16 HQD-7, document 1.2, page 3<sup>2</sup>. L'analyse économique a été effectuée sur une  
17 période de 30 ans après la mise en service, soit de 2006 à 2035, afin de  
18 représenter l'ensemble des impacts économiques et financiers des  
19 infrastructures mises en place. Dans les cas où la durée de vie des équipements  
20 est inférieure à 30 ans (mesurage, etc.) des réinvestissements sont prévus et  
21 pris en compte dans les analyses. Ces durées de vie et méthodes  
22 d'amortissements sont conformes aux pratiques comptables actuelles d'Hydro-  
23 Québec.

24 Le tableau ci-dessous présente le coût global actualisé de la solution retenue. La  
25 prise en charge de l'alimentation électrique de la communauté de Waskaganish

---

<sup>1</sup> Décision D-2002-95, p. 298-299.

<sup>2</sup> R-3492-2002.

1 par le Distributeur entraîne une perte économique de l'ordre de 70 M\$ actualisés  
2 en 2003.

3 **Tableau 2**

<b>Valeur actuelle nette (en millions de \$ actualisés en 2003)</b>	
Revenus	18,6
Investissements	-54,2
Valeur résiduelle	3,1
Taxe sur le capital	-1,6
Taxe sur le revenu	-0,5
Frais d'exploitation	-35,5
<b>Valeur actuelle nette</b>	<b>-70,2</b>

4

5 **4. L'IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS**

6 L'analyse financière permet de mesurer l'impact sur les revenus requis du  
7 Distributeur. L'impact des investissements prévus est traduit en dépenses  
8 d'amortissement, en taxes sur le capital, et en coût du capital (frais financiers et  
9 rendement sur l'avoir propre). Les frais forfaitaires d'entretien de la ligne de  
10 transport sont comptabilisés comme un frais reporté et sont amortis linéairement  
11 sur 20 ans. La portion de la ligne de transport portée aux livres du Distributeur,  
12 comme frais reporté, est amortie sur une période de 40 ans selon la méthode  
13 des intérêts composés au taux de 3%. La période d'amortissement pour les  
14 investissements de distribution est de 30 ans et l'amortissement se fait selon la  
15 méthode des intérêts composés au taux de 3%. Pour ce qui est des autres  
16 investissements du Distributeur, l'amortissement est fait linéairement sur 15 ans.  
17 Le tout conformément aux règles comptables en vigueur à Hydro-Québec.

18 La prise en charge de l'alimentation électrique de la communauté de  
19 Waskaganish par le Distributeur entraîne une hausse du revenu requis de l'ordre  
20 de 8 M\$ par année à compter de 2007 (voir tableau 3). À titre illustratif, ce

- 1 montant représente un impact tarifaire de l'ordre de 0,1 % par rapport aux
- 2 revenus perçus par le Distributeur en 2002.

3 **Tableau 3**

Impact sur le revenu requis (millions de \$ courants)										
	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Revenus	-0,2	-1,4	-1,5	-1,6	-1,7	-2,0	-2,4	-2,6	-2,8	-3,0
Charges										
Approvisionnement électr.	0,2	1,4	1,6	1,7	1,9	2,5	3,2	3,9	4,7	5,6
Frais d'exploitation	0,1	0,8	0,9	0,9	1,0	1,2	1,4	1,5	1,7	1,8
Amortissement	0,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5	1,6	1,8	1,6	1,9
Taxe sur le capital	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Taxe sur le revenu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coût du capital	2,6	5,3	5,2	5,1	5,0	4,4	3,8	3,2	2,5	1,8
<b>Impact sur le revenus requis</b>	<b>3,2</b>	<b>7,6</b>	<b>7,7</b>	<b>7,7</b>	<b>7,8</b>	<b>7,8</b>	<b>7,9</b>	<b>8,1</b>	<b>7,9</b>	<b>8,2</b>

4