

Justification économique et financière

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

1	Justification économique et financière	5
1.1	Faisabilité économique	5
1.1.1	Conformité à la décision D-2002-95	5
1.2	Impact sur les tarifs de transport	6
1.2.1	Cas de base	6
1.2.2	Analyse de sensibilité sur les coûts d'investissement et la garantie d'achat	8

Annexes

Annexe A	Impact tarifaire à la marge du raccordement de la centrale de l'Eastmain-1
----------	--

1 **1 JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE**

2 **1.1 Faisabilité économique**

3 L'entente de raccordement conclue le 12 mars 2004 entre TransÉnergie et Hydro-
4 Québec Production assure la rentabilité générale du projet. Cette entente garantit
5 l'achat d'Hydro-Québec Production auprès du Transporteur de services de
6 transport pour une période de 10 ans à compter du 31 décembre 2006, pour un
7 montant annuel égal à l'annuité sur dix ans de la valeur du coût total de
8 l'investissement de raccordement à la mise en service, majoré d'un montant de
9 15 % pour tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation qui seront assumés
10 par le Transporteur et d'un montant de 3,8 % pour tenir compte de la taxe sur le
11 capital. Le montant de cette garantie d'achat, estimé à 26,3 M\$ par année, sera
12 révisé à la mise en service de la centrale en fonction des coûts réels assumés par
13 le Transporteur. Il s'agit donc d'un engagement d'achat de service de transport, de
14 type «take or pay», selon les modalités prévues aux *Tarifs et conditions*, portant
15 sur divers services de transport utilisant le point de réception HQT et l'un ou l'autre
16 des points de livraison existants. Le client pourra ainsi exercer sa garantie d'achat
17 en effectuant des réservations sur OASIS selon la disponibilité et en payant le tarif
18 de transport applicable.

19 En plus d'assurer la neutralité tarifaire du projet comme il sera démontré à
20 l'annexe A du présent document, l'exigence d'une garantie d'achat de service de
21 transport utilisant le point de réception HQT est conforme à la décision D-2002-95
22 qui prévoit notamment que tous les clients du service de transport peuvent utiliser
23 le point de réception HQT. Le Transporteur devra donc appliquer une approche
24 similaire à tout autre producteur d'électricité désirant raccorder une centrale à son
25 réseau en vue d'effectuer des livraisons hors Québec.

26 **1.1.1 Conformité à la décision D-2002-95**

27 Le coût total du projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1, incluant le
28 coût du poste de départ, sera assumé par TransÉnergie, en conformité avec les

1 dispositions tarifaires approuvées par la Régie dans sa décision D-2002-95 et
2 avec les *Tarifs et conditions du service de transport* déposés à la Régie pour
3 approbation:

4 1. Le coût total d'investissement assumé par le Transporteur pour le
5 raccordement de la centrale est estimé à 148,1 M\$¹. Ces investissements
6 totaux assumés par le Transporteur correspondent à un montant de
7 309 \$/kW², soit un montant inférieur à la limite de 522 \$/kW autorisée par
8 la Régie, qui correspond à la valeur actualisée sur 20 ans du tarif de
9 transport, réduit de 15% pour tenir compte des dépenses d'exploitation et
10 d'entretien assumés par le Transporteur.

11 2. Par ailleurs, le coût du poste élévateur assumé par le Transporteur, déjà
12 inclus dans le montant de 148,1 M\$ indiqué ci-dessus, est de 73 \$/kW³,
13 soit un montant inférieur à la limite de 95 \$/kW applicable aux postes de
14 départ dont la tension de raccordement au réseau est supérieure à 120 kV.

15 **1.2 Impact sur les tarifs de transport'**

16 **1.2.1 Cas de base**

17 La garantie d'achat de service de transport convenue entre TransÉnergie et
18 Hydro-Québec Production permet d'assurer que le coût de raccordement de la
19 centrale ne modifiera pas les tarifs du Transporteur, comme le démontre le

¹ À noter que ce montant diffère du coût d'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 (146 M\$) présenté au tableau 1 de la pièce HQT-6, document 1. Le montant directement attribuable à la demande du client (148,1 M\$) est obtenu en ajoutant le coût des télécommunications (10,0 M\$) au coût d'intégration et en ajustant ce dernier pour tenir compte d'une part, de la valeur aux livres des disjoncteurs remplacés (0,3 M\$) et celle des transformateurs utilisés (4,3 M\$), et d'autre part, de l'ajustement au coût d'installation des transformateurs 735-315 kV au poste Hertel pour ne tenir compte que du seul coût de devancement de deux phases de transformation (148,1=146+10-0,3+4,3-16,3+4,4).

² 148,1 M\$ / 480 MW = 309 \$/kW

³ 35,0 M\$ / 480 MW = 73 \$/kW

⁴ L'approche décrite à la présente section, visant à démontrer l'impact tarifaire du projet, est identique à celle présentée dans le dossier R-3497-2002 (Demande relative au projet de raccordement de la centrale de la Toulnostouc) pour laquelle la Régie s'est déclarée satisfaite dans sa décision D-2003-68 (p. 27).

1 scénario 1 à l'annexe A. Ainsi, pendant toute la durée de la garantie d'achat, le
2 tarif annuel calculé en tenant compte de l'ensemble des dépenses assumées par
3 TransÉnergie pour le raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 est
4 constamment inférieur au tarif en vigueur de 72,91 \$/kW-an. Par la suite, le tarif
5 annuel connaît une légère hausse à la suite de l'expiration de la garantie d'achat à
6 la onzième année, mais on constate que sur une période de 20 ans, la valeur
7 actualisée du tarif demeure au même niveau que le tarif actuel.

8 L'analyse présentée ci-dessus est toutefois conservatrice, puisqu'elle suppose
9 que le client n'achètera plus de services point à point au-delà de la dixième
10 année, ce qui n'est évidemment pas probable. Le scénario 2 de l'annexe A
11 présente donc un scénario complémentaire dans lequel est établi le montant
12 annuel des achats de services point à point qui sont requis pour maintenir le tarif
13 annuel à son niveau actuel de 72,91 \$/kW-an ou moins pendant la période de 20
14 ans. Les montants requis après la dixième année vont en diminuant, de 17 M\$ la
15 onzième année à 13 M\$ la vingtième année. Il est raisonnable de prévoir que les
16 achats du client pendant cette période seront supérieurs à ces minima, ce qui
17 augmentera la rentabilité du projet pour la clientèle du Transporteur, en
18 maintenant son tarif au plus bas niveau possible.

19 L'approche retenue par le Transporteur garantit donc un niveau minimum d'achat
20 de services de transport par Hydro-Québec Production, de sorte que dans le pire
21 des cas, le raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 n'aura aucun impact sur
22 les tarifs du Transporteur, et qu'au mieux, il générera des revenus point à point
23 supérieurs au minimum annuel, ce qui permettra d'abaisser les tarifs.

24 Également, l'approche retenue nous assure que la charge locale n'aura à assumer
25 aucun coût de transport additionnel par suite du raccordement de la centrale de
26 l'Eastmain-1, sauf si le Distributeur devait éventuellement retenir tout ou partie de
27 cette centrale comme une source d'approvisionnement en électricité dans le cadre
28 d'un appel d'offres ; dans un tel cas, la garantie d'achat du client serait réduite
29 proportionnellement.

1 Enfin, conformément à la décision D-2003-68⁵ de la Régie, le Transporteur
2 présente, au troisième tableau de l'annexe A, un scénario basé sur la durée de vie
3 utile moyenne des immobilisations du projet.

4 **1.2.2 Analyse de sensibilité sur les coûts d'investissement et la**
5 **garantie d'achat**

6 L'entente de raccordement prévoit que le montant de la garantie d'achat d'Hydro-
7 Québec Production sera ajusté à la date de mise en service de la centrale en
8 fonction du coût réel assumé par le Transporteur.

9 Cela étant, le Transporteur n'a pas jugé nécessaire d'illustrer cette situation par un
10 tableau puisque compte tenu de l'ajustement prévu de la garantie d'achat, s'il y a
11 lieu, tous ses clients se voient à l'abri d'une hausse sur les tarifs découlant d'une
12 augmentation imprévue des coûts qu'il aura assumés.

⁵ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 27.

Annexe A
Impact tarifaire
Scénarios 1, 2 et 3

Impact tarifaire de la mise en service de Eastmain-1
Scénario 1 - Respect de l'engagement annuel pendant 10 ans
Durée de vie utile de 20 ans

Hypothèses	Investissement à l'année 1 (M\$)	148,1 M\$ mise en service en 2006
	Tx actualisation nominal et tx de financement ¹	8,08%
	Entretien et exploitation ²	1,5%
	Taxe sur le capital	0,60%
	Nbre années	20

Années	Amortissement M\$	Amort. cumulé M\$	Actif net M\$	Coût du financement M\$	Sous total annuel M\$	Entretien et Exploitation M\$	Taxe sur le capital M\$	Total annuel M\$	Revenus requis résiduel M\$	Revenus anticipés M\$	Revenus M\$	Demande MW	Tarif annuel/kW M\$
0									2 593		2 593	35 570	72,91 \$
1	5,51	6	143	12	17	2	1	21	2 614	26,3	2 588	35 570	72,74 \$
2	5,68	11	137	12	17	2	1	20	2 614	26,3	2 587	35 570	72,74 \$
3	5,85	17	131	11	17	2	1	20	2 613	26,3	2 587	35 570	72,73 \$
4	6,02	23	125	11	17	2	1	20	2 613	26,3	2 587	35 570	72,72 \$
5	6,20	29	119	10	16	2	1	19	2 613	26,3	2 586	35 570	72,71 \$
6	6,39	36	112	10	16	2	1	19	2 612	26,3	2 586	35 570	72,70 \$
7	6,58	42	106	9	16	2	1	19	2 612	26,3	2 585	35 570	72,69 \$
8	6,78	49	99	9	15	2	1	18	2 611	26,3	2 585	35 570	72,68 \$
9	6,98	56	92	8	15	2	1	18	2 611	26,3	2 585	35 570	72,67 \$
10	7,19	63	85	7	15	2	1	17	2 611	26,3	2 584	35 570	72,66 \$
11	7,41	71	78	7	14	2	0	17	2 610		2 610	35 570	73,38 \$
12	7,63	78	70	6	14	2	0	17	2 610		2 610	35 570	73,37 \$
13	7,86	86	62	6	14	2	0	16	2 609		2 609	35 570	73,36 \$
14	8,09	94	54	5	13	2	0	16	2 609		2 609	35 570	73,35 \$
15	8,34	103	46	4	13	2	0	15	2 608		2 608	35 570	73,33 \$
16	8,59	111	37	4	12	2	0	15	2 608		2 608	35 570	73,32 \$
17	8,84	120	28	3	12	2	0	14	2 608		2 608	35 570	73,31 \$
18	9,11	129	19	2	11	2	0	14	2 607		2 607	35 570	73,29 \$
19	9,38	138	10	2	11	2	0	13	2 606		2 606	35 570	73,28 \$
20	9,66	148	0	1	10	2	0	13	2 606		2 606	35 570	73,26 \$
SOMME	148			137	285						51 942	711 400	73,01 \$
VAN					148						25 314	347 214	72,91 \$
VF													

¹ Taux d'actualisation nominal = $\text{taux de capitalisation} * \text{rendement sur l'avoir propre} + (1 - \text{taux de capitalisation}) * (\text{coût prospectif de la dette} + \text{frais de garantie de la dette})$
= 30 % * 9,66 % + (1-30 %) * (6,9 % + 0,5 %)
= 8,08 %

² Les frais d'entretien et d'exploitation sont obtenus en supposant que ceux-ci correspondent à 15 % de l'investissement.

Impact tarifaire de la mise en service de Eastmain-1
Scénario 2 - Respect annuel de la neutralité tarifaire suite à l'engagement de 10 ans
Durée de vie utile de 20 ans

Hypothèses

Investissement à l'année 1 (M\$)	148,1 M\$ mise en service en 2006
Tx actualisation nominal et tx de financement ¹	8,08%
Entretien et exploitation ²	1,5%
Taxe sur le capital	0,60%
Nbre années	20

Années	Amortissement M\$	Amort. cumulé M\$	Actif net M\$	Coût du financement M\$	Sous total annuel M\$	Entretien et Exploitation M\$	Taxe sur le capital M\$	Total annuel M\$	Revenus requis résiduel M\$	Revenus anticipés M\$	Revenus M\$	Demande MW	Tarif annuel/kW M\$
0									2 593		2 593	35 570	72,91 \$
1	5,51	6	143	12	17	2	1	21	2 614	26,3	2 588	35 570	72,74 \$
2	5,68	11	137	12	17	2	1	20	2 614	26,3	2 587	35 570	72,74 \$
3	5,85	17	131	11	17	2	1	20	2 613	26,3	2 587	35 570	72,73 \$
4	6,02	23	125	11	17	2	1	20	2 613	26,3	2 587	35 570	72,72 \$
5	6,20	29	119	10	16	2	1	19	2 613	26,3	2 586	35 570	72,71 \$
6	6,39	36	112	10	16	2	1	19	2 612	26,3	2 586	35 570	72,70 \$
7	6,58	42	106	9	16	2	1	19	2 612	26,3	2 585	35 570	72,69 \$
8	6,78	49	99	9	15	2	1	18	2 611	26,3	2 585	35 570	72,68 \$
9	6,98	56	92	8	15	2	1	18	2 611	26,3	2 585	35 570	72,67 \$
10	7,19	63	85	7	15	2	1	17	2 611	26,3	2 584	35 570	72,66 \$
11	7,41	71	78	7	14	2	0	17	2 610	17,0	2 593	35 570	72,91 \$
12	7,63	78	70	6	14	2	0	17	2 610	16,6	2 593	35 570	72,91 \$
13	7,86	86	62	6	14	2	0	16	2 609	16,2	2 593	35 570	72,91 \$
14	8,09	94	54	5	13	2	0	16	2 609	15,7	2 593	35 570	72,91 \$
15	8,34	103	46	4	13	2	0	15	2 608	15,2	2 593	35 570	72,91 \$
16	8,59	111	37	4	12	2	0	15	2 608	14,8	2 593	35 570	72,91 \$
17	8,84	120	28	3	12	2	0	14	2 608	14,3	2 593	35 570	72,91 \$
18	9,11	129	19	2	11	2	0	14	2 607	13,8	2 593	35 570	72,91 \$
19	9,38	138	10	2	11	2	0	13	2 606	13,3	2 593	35 570	72,91 \$
20	9,66	148	0	1	10	2	0	13	2 606	12,7	2 593	35 570	72,91 \$
SOMME	148			137	285						51 792	711 400	72,80 \$
VAN					148						25 267	347 214	72,77 \$
VF													

¹ Taux d'actualisation nominal = $\text{taux de capitalisation} * \text{rendement sur l'avoir propre} + (1 - \text{taux de capitalisation}) * (\text{coût prospectif de la dette} + \text{frais de garantie de la dette})$
= $30 \% * 9,66 \% + (1-30 \%) * (6,9 \% + 0,5 \%)$
= 8,08 %

² Les frais d'entretien et d'exploitation sont obtenus en supposant que ceux-ci correspondent à 15 % de l'investissement.

Impact tarifaire de la mise en service de Eastmain-1
Scénario 3 - Respect annuel de la neutralité tarifaire suite à l'engagement de 10 ans
Durée de vie utile de 42 ans

Hypothèses	Investissement à l'année 1 (M\$)	148,1 M\$ mise en service en 2006
	Tx actualisation nominal et tx de financement	8,08%
	Entretien et exploitation ²	1,5%
	Taxe sur le capital	0,60%
	Nbre années	42

Années	Amortissement	Amort.	Actif net	Coût du	Sous total	Entretien et	Taxe sur le	Total annuel	Revenus	Revenus	Revenus	Demande	Tarif
	M\$	cumulé M\$	M\$	financement M\$	annuel M\$	Exploitation M\$	capital M\$	M\$	requis résiduel M\$	anticipés M\$	M\$	MW	annuel/kW M\$
0									2 593		2 593	35 570	72,91 \$
1	1,81	2	146	12	14	2	1	17	2 610	26,3	2 584	35 570	72,64 \$
2	1,86	4	144	12	14	2	1	17	2 610	26,3	2 584	35 570	72,64 \$
3	1,92	6	143	12	14	2	1	17	2 610	26,3	2 584	35 570	72,64 \$
4	1,97	8	141	12	13	2	1	17	2 610	26,3	2 584	35 570	72,63 \$
5	2,03	10	139	11	13	2	1	16	2 610	26,3	2 583	35 570	72,63 \$
6	2,09	12	136	11	13	2	1	16	2 610	26,3	2 583	35 570	72,63 \$
7	2,16	14	134	11	13	2	1	16	2 609	26,3	2 583	35 570	72,62 \$
8	2,22	16	132	11	13	2	1	16	2 609	26,3	2 583	35 570	72,62 \$
9	2,29	18	130	11	13	2	1	16	2 609	26,3	2 583	35 570	72,62 \$
10	2,36	21	127	10	13	2	1	16	2 609	26,3	2 583	35 570	72,61 \$
11	2,43	23	125	10	13	2	1	16	2 609	15,7	2 593	35 570	72,91 \$
12	2,50	26	122	10	13	2	1	16	2 609	15,6	2 593	35 570	72,91 \$
13	2,57	28	120	10	12	2	1	15	2 609	15,5	2 593	35 570	72,91 \$
14	2,65	31	117	10	12	2	1	15	2 609	15,3	2 593	35 570	72,91 \$
15	2,73	34	115	9	12	2	1	15	2 608	15,2	2 593	35 570	72,91 \$
16	2,81	36	112	9	12	2	1	15	2 608	15,0	2 593	35 570	72,91 \$
17	2,90	39	109	9	12	2	1	15	2 608	14,9	2 593	35 570	72,91 \$
18	2,98	42	106	9	12	2	1	15	2 608	14,7	2 593	35 570	72,91 \$
19	3,07	45	103	9	12	2	1	15	2 608	14,5	2 593	35 570	72,91 \$
20	3,17	49	100	8	11	2	1	14	2 608	14,3	2 593	35 570	72,91 \$
21	3,26	52	96	8	11	2	1	14	2 607	14,2	2 593	35 570	72,91 \$
22	3,36	55	93	8	11	2	1	14	2 607	14,0	2 593	35 570	72,91 \$
23	3,46	59	90	8	11	2	1	14	2 607	13,8	2 593	35 570	72,91 \$
24	3,56	62	86	7	11	2	1	14	2 607	13,6	2 593	35 570	72,91 \$
25	3,67	66	82	7	11	2	0	13	2 607	13,4	2 593	35 570	72,91 \$
26	3,78	70	78	7	10	2	0	13	2 606	13,2	2 593	35 570	72,91 \$
27	3,89	74	75	6	10	2	0	13	2 606	13,0	2 593	35 570	72,91 \$
28	4,01	78	71	6	10	2	0	13	2 606	12,7	2 593	35 570	72,91 \$
29	4,13	82	66	6	10	2	0	13	2 606	12,5	2 593	35 570	72,91 \$
30	4,25	86	62	5	10	2	0	12	2 606	12,3	2 593	35 570	72,91 \$
31	4,38	90	58	5	9	2	0	12	2 605	12,0	2 593	35 570	72,91 \$
32	4,51	95	53	5	9	2	0	12	2 605	11,8	2 593	35 570	72,91 \$
33	4,65	99	49	4	9	2	0	12	2 605	11,5	2 593	35 570	72,91 \$
34	4,79	104	44	4	9	2	0	11	2 604	11,3	2 593	35 570	72,91 \$
35	4,93	109	39	4	8	2	0	11	2 604	11,0	2 593	35 570	72,91 \$
36	5,08	114	34	3	8	2	0	11	2 604	10,7	2 593	35 570	72,91 \$
37	5,23	119	29	3	8	2	0	10	2 604	10,4	2 593	35 570	72,91 \$
38	5,39	125	23	2	8	2	0	10	2 603	10,1	2 593	35 570	72,91 \$
39	5,55	130	18	2	7	2	0	10	2 603	9,8	2 593	35 570	72,91 \$
40	5,72	136	12	1	7	2	0	9	2 603	9,5	2 593	35 570	72,91 \$
41	5,89	142	6	1	7	2	0	9	2 602	9,2	2 593	35 570	72,91 \$
42	6,07	148	0	0	7	2	0	9	2 602	8,8	2 593	35 570	72,91 \$
SOMME	148,1			308	456						108 817	1 493 940	72,84 \$
VAN					148,1						30 808	423 473	72,75 \$
VF													

¹ Taux d'actualisation nominal = $\text{taux de capitalisation} \times \text{rendement sur l'avoir propre} + (1 - \text{taux de capitalisation}) \times (\text{coût prospectif de la dette} + \text{frais de garantie de la dette})$
 $= 30\% \times 9,66\% + (1-30\%) \times (6,9\% + 0,5\%)$
 $= 8,08\%$

² Les frais d'entretien et d'exploitation sont obtenus en supposant que ceux-ci correspondent à 15 % de l'investissement.