

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3527-2004

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5) ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4,

Demanderesse

**DEMANDE DU TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ AFIN D'OBTENIR
L'AUTORISATION REQUISE POUR L'ACQUISITION ET LA CONSTRUCTION
D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DESTINÉS AU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

{Articles 31(5°) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, (L.R.Q., c. R-6.01) et aux articles 1, 2 et 3 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* [(2001) 133 G.O. II, 6165 (n° 36, 05/09/02)]}

**AU SOUTIEN DE SA DEMANDE, LA DEMANDERESSE EXPOSE
RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :**

1. Elle est une entreprise dont certaines des activités comme le transport d'électricité sont assujetties à la juridiction de la Régie de l'énergie («la Régie») dans la mesure prévue à la *Loi sur la Régie de l'énergie* («la Loi») ;
2. Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le «Transporteur») a pour mandat, entre autres, de développer et d'exploiter le réseau de transport de façon à satisfaire les besoins des clients tout en assurant la pérennité du réseau ;
3. En vertu du sous-paragraphe 1° a) du premier alinéa de l'article 1 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* [(2001) 133 G.O. II, 6165 (n° 36, 05/09/02)] (le «Règlement»), le Transporteur doit obtenir une autorisation de la Régie pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité et dont le coût est de 25 millions de dollars et plus;

4. Par la présente, le Transporteur demande à la Régie cette autorisation prévue au sous-paragraphe 1° a) du premier alinéa de l'article 1 du Règlement afin de raccorder la centrale de l'Eastmain-1 présentement en construction au réseau de transport d'électricité du Transporteur ;
5. Les renseignements au soutien de la présente demande d'autorisation, tel que prévu au Règlement, sont plus amplement détaillés dans la preuve écrite déposée auprès de la Régie concurremment à la présente;

Objectifs visés par le projet

6. Le projet de construction d'une ligne de transport d'électricité entre la nouvelle centrale de l'Eastmain-1 et le poste de la Nemiscau, répond à une demande formulée par Hydro-Québec Production de raccorder sa centrale de l'Eastmain-1 au réseau du Transporteur, pour sa mise en service au 16 août 2006, tel qu'il appert de la preuve écrite déposée comme pièce **HQT-2, Document 1** ;

Description du projet

7. Le projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 est un projet d'investissement majeur qui consiste à construire une ligne biterne à 315 kV d'environ 59 km entre le poste de départ de l'Eastmain-1 et le poste de la Nemiscau. Le projet requiert également des travaux aux postes de Hertel, de Radisson, de la Chamouchouane, de La Vérendrye et de La Prairie, tel qu'il appert de la preuve écrite déposée comme pièce **HQT-5, Document 1**;
8. La construction du poste de départ de l'Eastmain-1 a été autorisée comme faisant partie des infrastructures et équipements connexes à l'aménagement hydroélectrique de l'Eastmain-1, par le décret 302-93 du 10 mars 1993, pris par le gouvernement en vertu des articles 29 et 32 de la *Loi sur Hydro-Québec*, et la présente demande d'autorisation ne vise, en conséquence, que les installations au poste de la Nemiscau, la ligne de transport entre le poste de transport élévateur de tension de l'Eastmain-1 et le poste de la Nemiscau et les travaux requis aux postes de Hertel, de Radisson, de la Chamouchouane, de La Vérendrye et de La Prairie;

Justification du projet

9. Le projet visé par la présente demande d'autorisation constitue la variante optimale pour l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 au réseau du Transporteur, tel qu'il appert de la preuve écrite déposée comme pièces **HQT-4, Document 1** et **HQT-5, Document 1**;

Coûts associés au projet et impact sur les tarifs

10. Les coûts associés au présent projet, incluant la construction du poste de transport élévateur de tension autorisée par le décret 302-93 du 10 mars 1993, sont détaillés dans la preuve écrite du Transporteur déposée comme pièce **HQT-6, Document 1**;
11. La justification économique et financière du projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1, incluant l'impact sur les tarifs de transport d'électricité, est présentée dans la preuve écrite du Transporteur déposée comme pièce **HQT-7, Document 1**;

Autorisations exigées en vertu d'autres lois

12. La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois applicables au présent projet est présentée dans la preuve écrite du Transporteur déposée comme pièce **HQT-10, Document 1**;

Impact sur la fiabilité du réseau de transport et sur la qualité de prestation du service de transport

13. L'impact du présent projet sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité est présenté dans la preuve écrite du Transporteur déposée comme pièce **HQT-9, Document 1**;

Autres solutions envisagées

14. Les solutions envisagées comme alternatives au projet faisant l'objet de la présente demande sont présentées dans la preuve écrite du Transporteur déposée comme pièce **HQT-4, Document 1**;

Principales normes techniques

15. La liste des principales normes techniques qui seront appliquées au présent projet est présentée dans la preuve écrite du Transporteur déposée comme pièce **HQT-8, Document 1**;

Engagements contractuels des consommateurs du service

16. L'engagement du client Hydro-Québec Production de type «*take or pay*» est décrit dans la preuve écrite du Transporteur déposée comme pièce **HQT-7, Document 1 et HQT-7, Document 2**; cet engagement assure la neutralité du raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 sur les tarifs du Transporteur;

Autorisation de la Régie

17. Compte tenu du délai requis pour la réalisation du projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1, le Transporteur demande respectueusement que la décision de la Régie sur la présente demande soit rendue au plus tard le 31 août 2004 afin que la mise en service prévue au 16 août 2006 puisse se réaliser en conformité avec la demande du client Hydro-Québec Production;
18. La présente demande n'est pas visée par l'article 25 de la Loi et, conséquemment, ne requiert pas une audience publique ;
19. La présente demande est bien fondée en faits et en droit.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande ;

DISPENSER la demanderesse de la publication d'avis publics, vu, entre autres, la neutralité du raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 sur les tarifs du Transporteur;

ACCORDER à la demanderesse l'autorisation requise en vertu de l'article 73 de la Loi afin de réaliser le projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 et les autres travaux conformément à la preuve soumise à l'appui de la présente demande, la demanderesse ne pouvant apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable tant le tracé que les coûts ou la rentabilité.

Montréal, le 22 mars 2004

(S) Marchand, Lemieux
MARCHAND, LEMIEUX
Procureurs de la demanderesse

AFFIRMATION SOLENNELLE

Je, soussignée, **ANDRÉE TURCOT**, directrice, Planification des actifs et affaires réglementaires, pour TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec, au 2, Complexe Desjardins, 12^e étage, en la ville de Montréal, province de Québec, affirme solennellement ce qui suit :

1. La présente demande d'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs dans le dossier R-3527-2004 a été préparée en partie sous ma supervision et mon contrôle ;
2. J'ai une connaissance personnelle des faits relatifs à la planification et à la réalisation des travaux du Transporteur allégués dans la présente demande d'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité;
3. Tous les faits relatifs à la planification et à la réalisation des travaux du Transporteur allégués dans ladite demande d'autorisation sont vrais.

Et j'ai signé à Montréal, Québec, ce 22 mars 2004

(S) Andrée Turcot
ANDRÉE TURCOT

Déclaré solennellement devant moi,
à Montréal, Québec, ce 22 mars 2004

(S) Caroline Villeneuve
Caroline Villeneuve, avocate

AFFIRMATION SOLENNELLE

Je, soussigné, **FRANÇOIS G. HÉBERT**, chef, Affaires réglementaires, pour la division Hydro-Québec TransÉnergie, au 2, Complexe Desjardins, 12^{ième} étage, en la ville de Montréal, province de Québec, affirme solennellement ce qui suit :

1. La présente demande d'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs dans le dossier R-3527-2004 a été préparée en partie sous ma supervision et mon contrôle ;
2. J'ai une connaissance personnelle des faits relatifs à la réglementation du Transporteur allégués dans la présente demande d'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité;
3. Tous les faits relatifs à la réglementation du Transporteur allégués dans ladite demande d'autorisation sont vrais.

Et j'ai signé à Montréal, Québec, ce 22 mars 2004

(S) François G. Hébert
FRANÇOIS G. HÉBERT

Déclaré solennellement devant moi,
à Montréal, Québec, ce 22 mars 2004

(S) Caroline Villeneuve
Caroline Villeneuve, avocat

Liste des pièces

Pièce	Doc.	Description
		Tableau de concordance entre les pièces de la demande et les renseignements requis au <i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>
HQT-1	1	Introduction
HQT-2	1	Objectifs visés par le projet
HQT-3	1	Processus de réalisation d'un projet sur le réseau de transport
HQT-3	2	Enquête sur l'organisation des compagnies d'électricité pour la réalisation des projets de transport
HQT-4	1	Solutions envisagées
HQT-5	1	Description et justification du projet en relation avec les objectifs
HQT-6	1	Coûts associés au projet
HQT-7	1	Justification économique et financière du projet
HQT-7	2	Entente de raccordement pour l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 entre Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Production
HQT-8	1	Principales normes techniques appliquées au projet
HQT-9	1	Impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité
HQT-10	1	Autorisations exigées en vertu d'autres lois
HQT-11	1	Conclusion

**Tableau de concordance entre les pièces de la
demande et les renseignements requis au
*Règlement sur les conditions et les cas requérant
une autorisation de la Régie de l'énergie***

Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie				Pièce	Document
Article	Alinéa	Para- graphe	Libellé		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-2	1
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-5	1
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-5	1
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-6	1
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-7	1
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-10	1
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-7	1
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	HQT-9	1
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents	HQT-4	1
3	1	1 ^o	Selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées	HQT-8	1
3	1	3 ^o	Le cas échéant, les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières	HQT-7	1, 2

Introduction

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	5
---------------------------	----------

Annexes

Annexe A	<i>Article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie</i>
Annexe B	<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>

1 INTRODUCTION

2 Le présent dossier est soumis à la Régie de l'énergie (la « Régie ») à la suite
3 d'une demande formulée par Hydro-Québec Production (le «Producteur») de
4 raccorder la centrale de l'Eastmain-1 au réseau d'Hydro-Québec dans ses
5 activités de transport d'électricité (le « Transporteur »).

6 Essentiellement, ce projet de raccordement consiste à construire une ligne biterne
7 à 315 kV d'environ 59 km entre le poste de départ de la centrale de l'Eastmain-1
8 et le poste de la Nemiscau. Le projet requiert également des travaux aux postes
9 de Hertel, de La Vérendrye, ainsi qu'à ceux de Radisson, de la Chamouchouane
10 et de La Prairie. Le coût des travaux associés au raccordement de la centrale, tel
11 qu'il appert du tableau 1 de la pièce HQT-6, document 1, est de 145,7M\$.

12 La présente demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie conformément à
13 l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et du *Règlement sur les*
14 *conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*
15 (« Règlement »). Le texte de l'article 73 de la Loi et celui du Règlement sont
16 reproduits aux annexes A et B du présent document.

17 Le Transporteur a déployé tous les efforts nécessaires à la préparation d'un
18 dossier le plus complet possible. À cet effet, la preuve au soutien de la demande
19 inclut tous les renseignements exigés par le Règlement de la Régie. Un tableau
20 de concordance entre les pièces du dossier et les renseignements requis par le
21 Règlement est d'ailleurs joint à la liste des pièces afin de faciliter la consultation du
22 dossier. La Régie sera ainsi en mesure de s'assurer que toutes les informations
23 requises pour son autorisation sont fournies.

24 Tout comme il l'a fait dans le cadre de la présentation du dossier R-3522-2003¹, le
25 Transporteur présente, à la pièce HQT-3, document 1, une description du
26 processus de réalisation d'un projet sur son réseau de transport. Il est d'avis que

¹ Programme de sécurisation du réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec/Déglaceur au poste de Lévis et travaux connexes.

- 1 l'assimilation de ce processus permettra à la Régie de mieux comprendre les
2 étapes de la réalisation d'un projet ainsi que les rôles et responsabilités des
3 divisions de l'entreprise qui y sont impliquées, dont la division Hydro-Québec
4 Équipement. Cette relation d'affaires, essentielle à la réalisation de la mission du
5 Transporteur, respecte d'ailleurs la pratique généralement observée au sein de
6 l'industrie ainsi que les assises réglementaires établies par la Régie.
- 7 La Régie sera en mesure de constater que l'information disponible devient de plus
8 en plus précise à mesure que le projet franchit les diverses étapes du processus.
9 En effet, l'information quant aux autres solutions envisagées à la première étape
10 du processus, soit celle des études de planification, est moins précise que
11 l'information relative à la solution retenue, qui s'est précisée davantage à chacune
12 des étapes ultérieures du processus.
- 13 Enfin, la Régie sera à même de constater que ce processus, rigoureux et éprouvé
14 au fil des ans, assure la mise en place de solutions optimales tant sur le plan
15 économique que sur les plans social et environnemental.

Annexe A

Article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie

Autorisation de la Régie.

73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:

- 1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;
- 2° étendre, modifier ou changer l'utilisation de leur réseau de transport ou de distribution;
- 3° cesser ou interrompre leurs opérations;
- 4° effectuer une restructuration de leurs activités ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la présente loi.

Demande d'autorisation.

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1°, tient compte le cas échéant:

- 1° des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;
- 2° des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

Autorisation.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi.

1996, c. 61, a. 73; 2000, c. 22, a. 24.

Annexe B
***Règlement sur les conditions et les cas requérant
une autorisation de la Régie de l'énergie***

Gouvernement du Québec

Décret 970-2001, 23 août 2001

Loi sur la Régie de l'énergie
(L.R.Q., c. R-6.01)

Régie de l'énergie

— Conditions et cas requérant une autorisation

CONCERNANT le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 6° du premier alinéa de l'article 114 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01), la Régie de l'énergie peut déterminer par règlement les conditions et les cas où une activité visée à l'article 73 de cette loi requiert une autorisation;

ATTENDU QUE, en vertu de l'article 115 de la Loi sur la Régie de l'énergie, les règlements de la Régie sont soumis au gouvernement pour approbation;

ATTENDU QUE, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), un projet de règlement a été publié dans la partie 2 de la *Gazette officielle du Québec* du 14 mars 2001 avec avis qu'il pourrait être soumis à l'approbation du gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de cette publication;

ATTENDU QUE la Régie de l'énergie a soumis au gouvernement pour approbation un règlement modifié;

ATTENDU QU'il y a lieu d'approuver le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, avec modifications;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Ressources naturelles :

QUE le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, annexé au présent décret, soit approuvé avec modifications.

Le greffier du Conseil exécutif,
JEAN ST-GELAIS

Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie

Loi sur la Régie de l'énergie
(L.R.Q., c. R-6.01, a. 114, 1^{er} al. par. 6°, et 2^e al.; 2000, c. 22, a. 51)

1. Une autorisation de la Régie de l'énergie est requise pour :

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution dans le cadre d'un projet de :

a) transport d'électricité d'un coût de 25 millions de dollars et plus;

b) distribution d'électricité d'un coût de 10 millions de dollars et plus;

c) distribution de gaz naturel d'un coût de 1,5 million de dollars et plus lorsque les livraisons annuelles du distributeur sont de 1 milliard de mètres cubes et plus;

d) distribution de gaz naturel d'un coût de 450 000 dollars et plus lorsque les livraisons annuelles du distributeur sont inférieures à 1 milliard de mètres cubes;

2° cesser ou interrompre les opérations du transporteur ou du distributeur pour des raisons autres que la sécurité publique ou l'exploitation normale d'un réseau;

3° effectuer une restructuration des activités du transporteur ou du distributeur ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la loi.

Une autorisation est également requise pour les projets dont le coût est inférieur aux seuils énoncés au paragraphe 1° du premier alinéa et qui n'ont pas encore été reconnus prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité, du réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01).

Le deuxième alinéa ne s'applique pas aux projets de rétablissement du service, ni aux travaux de raccordement demandés au distributeur ou au transporteur après la date de dépôt d'une demande d'autorisation.

2. Toute demande d'autorisation en vertu du premier alinéa de l'article 1, doit être accompagnée des renseignements suivants :

- 1° les objectifs visés par le projet;
- 2° la description du projet;
- 3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés;
- 4° les coûts associés au projet;
- 5° l'étude de faisabilité économique du projet;
- 6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- 7° l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;
- 8° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel;

9° le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

3. Une demande d'autorisation pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution doit également être accompagnée des renseignements suivants :

- 1° selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées;
- 2° le cas échéant, les prévisions de vente attribuables au projet du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel;
- 3° le cas échéant, les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières.

4. Une demande d'autorisation pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution ainsi qu'une demande en vertu des paragraphes 2° ou 3° du premier alinéa de l'article 1 doivent être également accompagnées d'une analyse des impacts sur l'application de la loi, de ses règlements et des ordonnances ou décisions de la Régie.

5. Une demande d'autorisation visée au deuxième alinéa de l'article 1 est faite par catégorie d'investissements et doit comporter les informations suivantes :

- 1° la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;

- 2° les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
- 3° la justification des investissements en relation avec les objectifs visés;
- 4° l'impact sur les tarifs;
- 5° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

6. Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour suivant la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*, à l'exception des deuxième et troisième alinéas de l'article 1 qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2002.

36741

Gouvernement du Québec

Décret 971-2001, 23 août 2001

Loi sur la Régie de l'énergie
(L.R.Q., c. R-6.01)

Régie de l'énergie

- **Redevance annuelle**
- **Taux et modalités de paiement**
- **Modifications**

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement sur les taux et les modalités de paiement de la redevance annuelle payable à la Régie de l'énergie

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 112 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01), le gouvernement peut déterminer par règlement les taux et les modalités de paiement de la redevance annuelle payable à la Régie de l'énergie par un distributeur;

ATTENDU QUE, en vertu du deuxième alinéa de cet article modifié par l'article 50 du chapitre 22 des lois de 2000 et modifié de nouveau par l'article 3 du chapitre 16 des lois de 2001, les taux et les modalités peuvent notamment varier selon les distributeurs ou catégories de distributeurs; le règlement peut aussi exclure notamment un distributeur ou une catégorie de distributeurs et, dans le cas d'un distributeur de produits pétroliers, l'exclure également en fonction des volumes d'essence ou de carburant diesel destinés aux marchés québécois qu'il raffine, échange avec un raffineur ou apporte au Québec;

Objectifs visés par le projet

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

1 Objectifs visés par le projet.....	5
1.1 Introduction	5
1.2 Historique.....	6
1.3 Objectifs visés.....	7

Figure

Figure 1	Emplacement géographique de la centrale	5
----------	---	---

Annexe

Annexe A	<i>Corridor et tracé de la ligne d'intégration</i>
----------	--

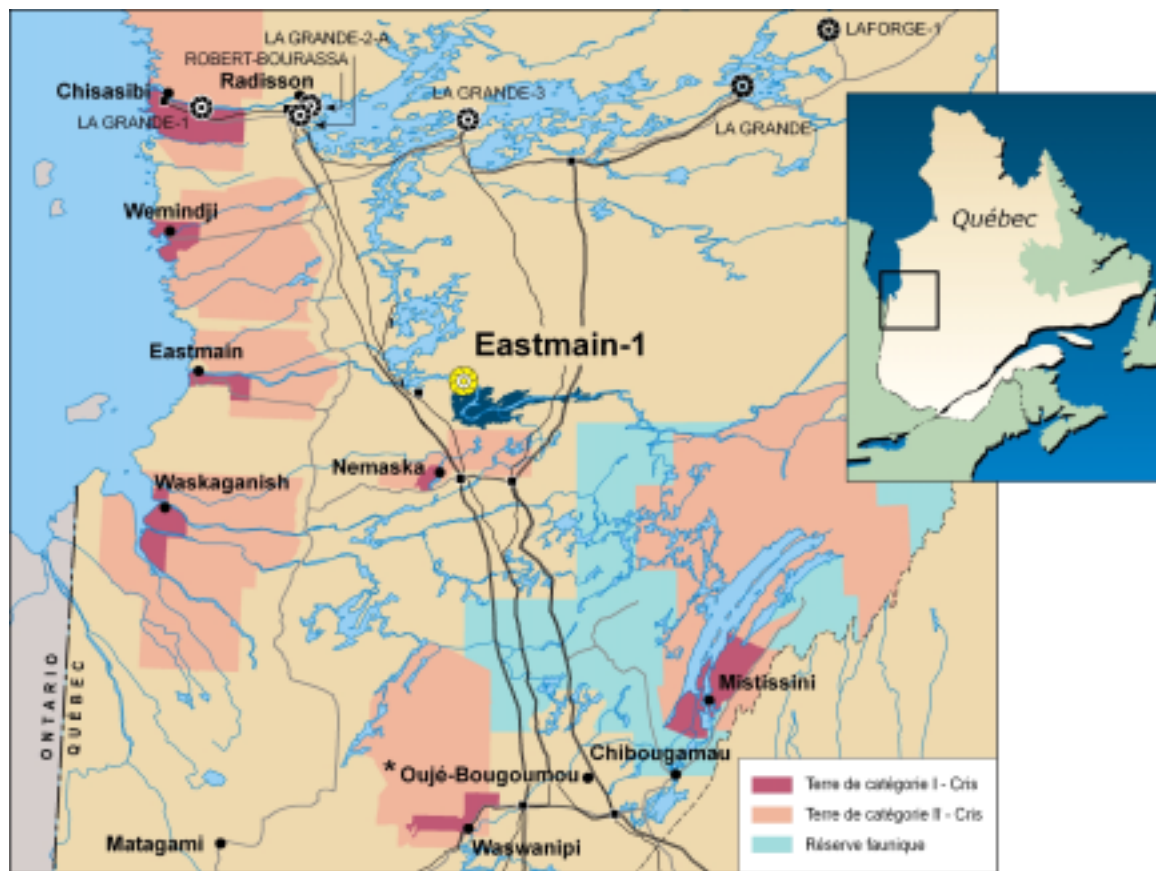
1 1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

2 1.1 Introduction

3 Le présent projet fait suite à la demande formulée par le Producteur de raccorder
4 la nouvelle centrale électrique de l'Eastmain-1 au réseau du Transporteur. La mise
5 en service commerciale du premier groupe de cette centrale est prévue pour le
6 16 août 2006.

7 La figure 1 ci-dessous indique l'emplacement géographique de la centrale.
8 L'annexe A illustre, à titre d'information, le corridor et le tracé de la ligne
9 d'intégration.

10 **Figure 1 – Emplacement géographique de la centrale**



1 **1.2 Historique**

2 En 1993, Hydro-Québec obtenait du gouvernement du Québec toutes les
3 autorisations requises (Décret 302-93) pour la construction du projet
4 d'aménagement de l'Eastmain-1 sur la rivière Eastmain-1, projet déjà prévu à la
5 Convention de la Baie James et du Nord québécois (CBJNQ). Les autorisations
6 comprenaient la construction de la centrale de 480 MW et du poste de départ,
7 mais excluaient la construction de la ligne Eastmain-1–Nemiscau à 315 kV et les
8 modifications afférentes au réseau de transport.

9 En 1996, en raison du contexte économique et énergétique, Hydro-Québec
10 décidait de reporter le projet.

11 Durant les années 1997 à 2000, la possibilité d'une dérivation partielle des
12 apports d'eau de la rivière Rupert vers le réservoir Robert-Bourassa, via la rivière
13 Eastmain, a été examinée. L'intérêt de cette dérivation tenait au fait que les
14 apports d'eau supplémentaires pouvaient être également turbinés aux centrales
15 existantes.

16 En 2001, le Producteur a élaboré un nouveau scénario basé sur deux centrales
17 distinctes mais situées très près l'une de l'autre, soit l'Eastmain-1 (480 MW) et
18 l'Eastmain-1-A (768 MW). La centrale de l'Eastmain-1, pour laquelle Hydro-
19 Québec possède déjà les autorisations, serait réalisée en premier. La deuxième
20 centrale serait réalisée à la suite de l'obtention des autorisations pour procéder à
21 la dérivation de la rivière Rupert.

22 En 2002, dans l'optique de ce nouveau scénario et conformément aux *Tarifs et*
23 *conditions du service de transport d'Hydro-Québec* («Tarifs et conditions»), le
24 Transporteur a réalisé, à la demande du Producteur, une étude d'impact visant à
25 déterminer et à évaluer les équipements requis sur le réseau pour intégrer la
26 centrale de l'Eastmain-1 (480 MW) ainsi que les équipements additionnels
27 nécessaires à l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1-A (800¹ MW).

¹ Modifié à 768 MW par la suite

1 Les résultats de cette étude d'impact ont été transmis au Producteur le 2 avril
2 2002 ; cette étude est produite au soutien des présentes comme pièce HQT-4,
3 document 1, annexe A.

4 Le 1^{er} mai 2002, le Producteur demandait au Transporteur de réviser le schéma
5 unifilaire et les caractéristiques électriques générales du poste de départ de la
6 centrale de l'Eastmain-1, en considérant la réalisation, à l'étape ultime, des
7 centrales de l'Eastmain-1A et de la Sarcelle.

8 Le 17 juillet 2002, le Producteur informait le Transporteur que le projet de
9 construction de l'aménagement de la centrale de l'Eastmain-1 avait été approuvé
10 et lui demandait par conséquent de procéder au raccordement de la centrale, afin
11 d'assurer une mise en service du premier groupe turbine alternateur le 1^{er} mai
12 2007. La date de mise en service commerciale du premier groupe a par la suite
13 été devancée au 15 septembre 2006 et est présentement fixée au 16 août 2006.

14 Le Transporteur présente par ailleurs les informations relatives aux autres
15 autorisations nécessaires à la réalisation du présent projet à la pièce HQT-10,
16 document 1.

17 **1.3 Objectifs visés**

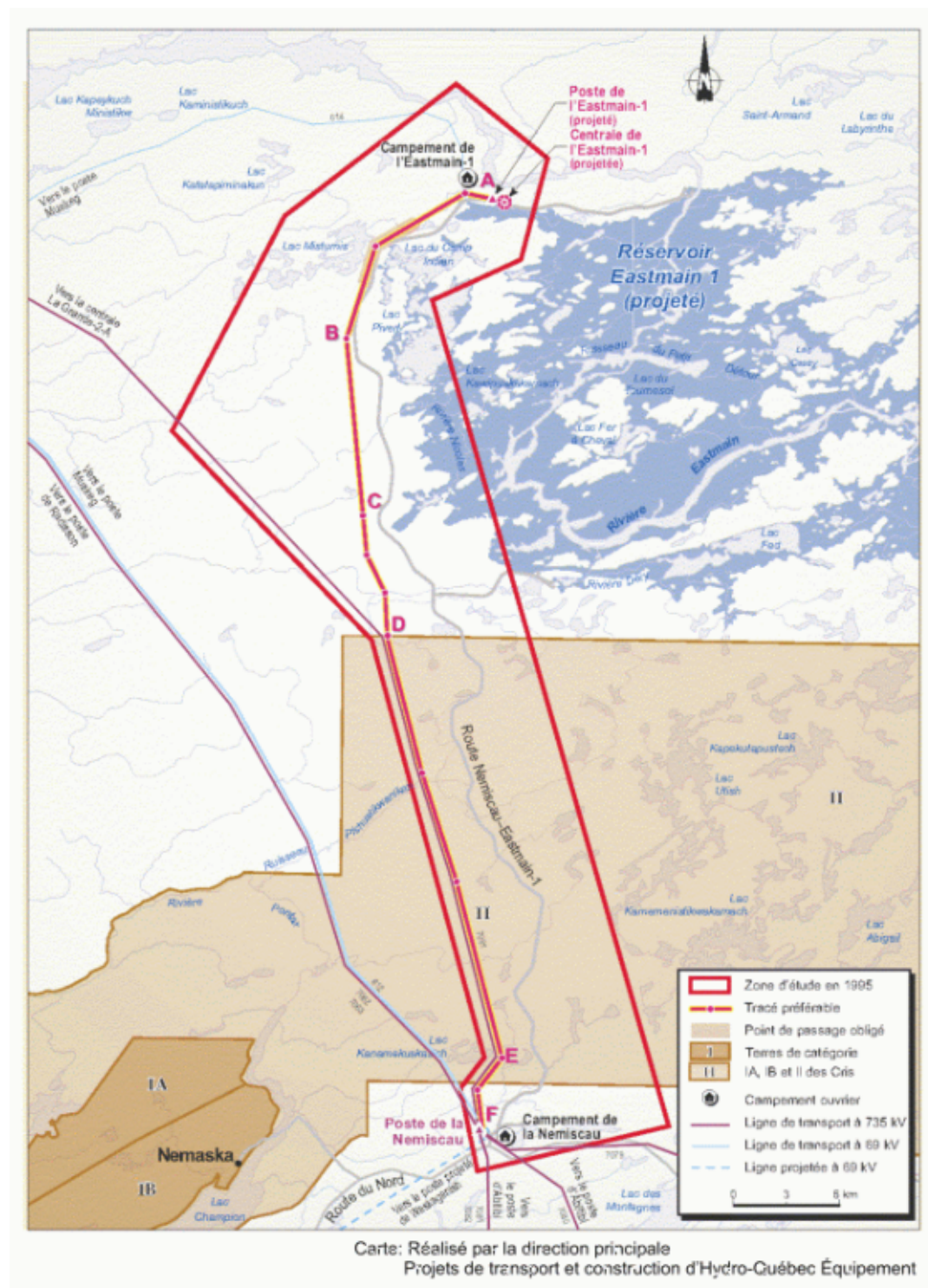
18 Pour l'essentiel, l'objectif de ce projet consiste à intégrer au réseau de transport
19 les 480 MW de production de la centrale de l'Eastmain-1 pour le 16 août 2006,
20 tout en prévoyant un aménagement qui facilitera l'ajout éventuel de deux
21 nouvelles centrales, soit celles de l'Eastmain-1-A (768 MW) et de la Sarcelle
22 (140 MW).

23 Pour le Transporteur, la solution de raccordement préconisée doit être réalisable
24 au plan technique, répondre aux critères de conception du réseau principal, être
25 économique et présenter un impact environnemental acceptable pour la société,
26 le tout dans le respect de la mission de la division.

Annexe A

Corridor et tracé de la ligne d'intégration

Figure 1 - Corridor et tracé de la ligne d'intégration



Processus de réalisation d'un projet sur le réseau de transport

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

1	Structure organisationnelle, assises réglementaires et rôle d'Hydro-Québec Équipement	5
2	Processus de réalisation d'un projet sur le réseau de transport ...	11
2.1	Études de planification.....	13
2.2	Mandat d'avant-projet	13
2.3	Avant-projet	14
2.4	Projet.....	15
3	Dates charnières du processus de réalisation	16

Schéma

Schéma 1 :	Processus de réalisation d'un projet sur le réseau de transport	12
------------	---	----

Tableau

Tableau 1 :	Dates charnières du processus de réalisation / Projet de raccordement de la Centrale de l'Eastmain-1	16
-------------	--	----

1 **1 STRUCTURE ORGANISATIONNELLE, ASSISES**
2 **RÉGLEMENTAIRES ET RÔLE D'HYDRO-QUÉBEC**
3 **ÉQUIPEMENT**

4 Structure organisationnelle d'Hydro-Québec

5 La structure organisationnelle de l'entreprise est articulée autour de ses trois
6 principaux domaines d'activités, soit la production, le transport et la distribution
7 d'électricité. D'autres unités et divisions complètent cette structure et procurent
8 des services de support essentiels au bon fonctionnement de l'entreprise.

9 En 1997, le conseil d'administration d'Hydro-Québec approuvait la création de la
10 division TransÉnergie, dont la mission est d'assumer les responsabilités relatives
11 à la gestion du plus grand réseau de transport d'électricité sur le continent nord-
12 américain. La création de cette division constitue le premier geste concret afin
13 d'assurer la séparation fonctionnelle de certaines des activités de l'entreprise.

14 Par ailleurs, c'est à la division Hydro-Québec Équipement, créée en juin 2002 pour
15 continuer d'assumer les activités, au sud du 49^e parallèle, menées jusqu'alors par
16 la division Hydro-Québec Ingénierie, approvisionnement et construction, que
17 revient la responsabilité de mener à bien les projets de construction de lignes et
18 de postes et de renforcement du réseau de transport. Le déploiement d'un réseau
19 de l'ampleur de celui du Transporteur a permis à Hydro-Québec Ingénierie,
20 approvisionnement et construction et, par la suite, à Hydro-Québec Équipement,
21 au fil des ans, de former des professionnels chevronnés dont les compétences et
22 l'expertise sont hautement reconnues.

23 Les assises de la réglementation des activités du Transporteur

24 En 1998, la Régie annonce la tenue d'une audience publique sur l'établissement
25 de principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs de transport
26 d'électricité. Les objectifs visés par l'audience sont d'« assurer l'établissement
27 d'assises réglementaires et permettre la préparation des documents du dossier

1 tarifaire sur la base de principes réglementaires généraux agréés d'avance »¹ (nos
2 soulignés).

3 Étant donné la création de la Régie en 1997, il s'agissait de la première audience
4 publique concernant les activités du Transporteur.

5 Parmi les principes généraux discutés, celui de la détermination des principaux
6 critères à utiliser pour identifier et séparer les activités réglementées des activités
7 non réglementées était au cœur même des enjeux propres à la régulation
8 économique.

9 Par la suite, lors de la première cause tarifaire du Transporteur (2001) qui, selon
10 la Régie, revêt une importance particulière en ce qu'elle constitue les assises de la
11 réglementation du Transporteur², la Régie reconnaissait, en vertu de sa loi
12 constitutive, réglementer une partie seulement des activités d'Hydro-Québec.
13 Dans sa décision D-2002-95, la Régie indique :

14 « En vertu de la Loi, la Régie réglemente une partie seulement des
15 activités d'Hydro-Québec. En effet, la Loi définit le transporteur comme
16 étant Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité et c'est
17 pour cette dernière que la Régie a, notamment, compétence exclusive
18 pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est
19 transportée. »³

20 Dans le but de protéger la clientèle du service réglementé des risques
21 d'interfinancement et de comportements discriminatoires de la part du
22 Transporteur, la Régie adopte des règles claires en vue d'encadrer les activités de
23 la division réglementée. À cette fin, les outils de régulation privilégiés par la Régie
24 sont le code de conduite, incluant une référence à la politique de prix de cession,
25 le système OASIS et la procédure d'examen des plaintes.

¹ Décision D-98-39, 12 juin 1998, pages 2 et 3, dossier R-3405-98

² Décision D-2002-95, 30 avril 2002, pages 17 et 18

³ Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 21

1 Plus spécifiquement, la Régie considère que la politique de prix de cession du
2 Transporteur doit être fondée sur l'application du coût complet pour les
3 transactions avec les autres divisions et avec les filiales.⁴

4 De plus, la Régie reconnaît expressément qu'il est normal pour le Transporteur
5 d'obtenir des services de diverses unités d'affaires. À cet effet, la Régie stipule :

6 « La Régie considère normal que certains services puissent être offerts par
7 diverses unités d'affaires d'Hydro-Québec et qu'en pareil cas, des règles
8 de facturation interne et d'imputation des frais corporatifs s'appliquent. »⁵
9 (nos soulignés)

10 Cette façon de surveiller les opérations du Transporteur est, selon toute
11 vraisemblance, la façon jugée la plus adéquate par la Régie.

12 De plus, la Régie avait auparavant reconnu qu'il ne serait pas approprié qu'elle
13 s'immisce dans la gestion interne de l'entreprise. En effet, dans sa décision
14 D-2000-102 rendue dans le cadre de la cause R-3401-98, la Régie affirme
15 clairement qu'elle :

16 « (...) est d'avis qu'il ne lui revient pas de s'ingérer dans la gestion interne
17 de l'exploitant du réseau de transport mais, par contre, elle doit se
18 renseigner sur la performance en termes de résultats par rapport à ses
19 attentes. »⁶

20 Cette position de la Régie n'est pas unique. Elle est conforme à la pratique
21 généralement observée chez les autres organismes de réglementation
22 économique. En effet, ces derniers ont depuis longtemps énoncé des orientations
23 similaires. À cet égard, L.S. Goodman rapporte, dans son livre intitulé « The

⁴ Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 59

⁵ Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 92

⁶ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 71

1 Process of Ratemaking »⁷ les extraits suivants de décisions émises par divers
2 offices de régulation :

- 3 • « “Regulatory agencies have only limited authority to interfere with
4 discretionary power of utility management over legitimately internal affairs
5 of a company subject to economic regulation. An agency is not a ‘super
6 board of directors’ for the regulated company”.(1.)

7 (1.) Re Investigation Into Demand Side Management by Elec. Utils. (etc.), 127 PUR4th 516, 521
8 (Pa.PUC, 1991), citing Northern Penna. Power Co. V. Penna. PUC, 333 Pa. 265, 5 A.2d. 133, 27
9 PUR(NS) 233 (1939)

10

- 11 • “Regulatory agencies do not have the responsibility to manage any
12 company; their function is solely to regulate their activities in accordance
13 with statutory standards and regulatory policy. (2.) An agency, therefore,
14 does not order a company to acquire specific resources, but it may order
15 that the company consider specific standards in formulating an integrated
16 resource plan and that it submit such plan for commission review”. (3.)

17 (2.) Colorado-Ute v. PUC, 760 P.2d. 627 (Colo. 1988)

18 (3.) Re Intergrated Resource Planning, 139 PUR4th 379, 382 (Colo.PUC, 1992. But see the Georgia
19 statute specifically authorizing the Georgia commission to specify the alternate means of supplying
20 power requirements, if it declines to certify the company's proposed plan. O.C.G.A. §46-3A-5(b).

21

- 22 • “An agency will not defer to the utility's knowledge of the market, such as
23 the market for gas supplies. General knowledge and experience in the gas
24 industry is insufficient, without more, to demonstrate the reasonableness of
25 a utility's gas purchasing decision-making, whether the utility deals with
26 affiliated or unaffiliated companies”. (4.)

27 (4.) Re Associated Nat. Gas Co. Of Fayetteville, AR, 163 PUR4th 541, 548-49 (MoPSC., 1995). »

28 Les assises réglementaires édictées par la Régie et généralement reconnues par
29 ses pairs constituent les règles qu'entend poursuivre le Transporteur dans ses
30 relations d'affaires avec la division Hydro-Québec Équipement. Par conséquent,
31 une expectative raisonnable pour le Transporteur est à l'effet que procéder en

⁷ “The Process of Ratemaking”, Tome I, L.S. Goodman, PUR Inc., 1998, page 134.

1 respectant les règles déjà émises par la Régie constitue un comportement normal
2 et souhaitable.

3 Enfin, le Transporteur présentera à la Régie en temps opportun, soit au moment
4 de l'inclusion des actifs à sa base de tarification, le détail des coûts des divers
5 éléments du projet conformément aux indications comprises dans la décision D-
6 2002-95 de la Régie quant au cadre défini par la Loi relativement à l'inclusion
7 d'actifs à la base de tarification.⁸

8 Hydro-Québec Équipement : partenaire stratégique de la division TransÉnergie

9 Au-delà des considérations décrites ci-dessus quant à l'organisation interne
10 d'Hydro-Québec et à l'encadrement réglementaire des activités du Transporteur,
11 Hydro-Québec considère primordial de conserver la réalisation des activités de
12 gérance et d'ingénierie à Hydro-Québec Équipement. Les justifications
13 stratégiques qui motivent cette façon de procéder sont les suivantes :

- 14 • L'organisation et la gérance d'un projet requièrent un personnel chevronné
15 qui connaît à fond le fonctionnement et les missions des unités
16 administratives d'Hydro-Québec ;
- 17 • Plus d'une centaine d'avant-projets et projets de transport sont
18 actuellement en cours de réalisation ;
- 19 • Il est fréquent que deux ou même trois projets se déroulent simultanément
20 à une même installation ;
- 21 • Il est également primordial d'avoir une vision globale et intégrée des
22 interventions sur le territoire et sur le réseau de transport. En effet, la
23 connaissance étroite de la structure organisationnelle de l'entreprise, des
24 nombreuses normes techniques applicables, de l'interrelation des projets
25 antérieurs et en cours autant en transport, en production qu'en distribution
26 et l'expertise pointue du personnel en place sont au nombre des facteurs

⁸ Décision D-2002-95, 30 avril 2002, pages 78 et 79

1 qui incitent le Transporteur à confier la gérance de projet à Hydro-Québec
2 Équipement ; et

- 3 • Hydro-Québec Équipement procède fréquemment au regroupement des
4 approvisionnements et des travaux de divers projets afin d'obtenir une
5 réduction significative des coûts au bénéfice des clients du Transporteur.

6 Compte tenu du grand nombre d'interfaces internes entre les divers intervenants
7 mobilisés pour réaliser un projet et des fréquentes interrelations entre les projets
8 réalisés simultanément, il est de rigueur de confier à une même unité
9 administrative interne le soin de gérer la réalisation des projets.

10 Il importe de souligner que l'absence de marge bénéficiaire dans les coûts
11 encourus par Hydro-Québec Équipement pour réaliser un projet de même que
12 l'élimination de toute provision inutilisée sont deux différences économiques
13 importantes qui bénéficient au Transporteur en confinant ses projets à Hydro-
14 Québec Équipement.

15 Le Transporteur est d'avis que confier à l'externe les activités réalisées par la
16 division Hydro-Québec Équipement aurait pour effet de compromettre
17 sérieusement l'expertise acquise depuis fort longtemps dans l'entreprise et mise à
18 la disponibilité du Transporteur et, par conséquent, mettrait en péril la réalisation
19 efficace, rentable et en temps opportun des projets de construction sur le réseau
20 de transport.

21 Pratique éprouvée et reconnue mondialement

22 La réalisation à l'interne de la gérance, de l'ingénierie et des approvisionnements
23 pour la réalisation des projets de lignes et de postes de transport est une pratique
24 largement répandue parmi les plus importantes compagnies d'électricité au
25 monde. À cet égard, l'entreprise a commandé à un consultant la réalisation d'un
26 balisage sur les pratiques de l'industrie.

27 Les résultats de ce balisage révèlent que toutes les compagnies d'électricité
28 contactées réalisent la gérance, l'ingénierie et les approvisionnements de leurs

1 projets de transport à l'interne ou les confient à une filiale sans recourir à des
2 appels d'offres. Cette façon de procéder est justifiée par l'exigence de maintenir
3 un savoir-faire et de disposer de ressources expérimentées indispensables pour
4 assurer la qualité du service et la fiabilité des installations. Il est d'autant plus
5 stratégique pour Hydro-Québec d'assurer la pérennité de l'expertise de son
6 personnel que l'électricité occupe une place prépondérante au bilan énergétique
7 de la province et que la majorité de la population du Québec dépend de cette
8 source d'énergie pour se chauffer en période hivernale, tel que la Régie le
9 reconnaît à la page 16 de sa décision D-2002-95.

10 Le rapport du consultant externe est présenté à la pièce HQT-3, document 2.

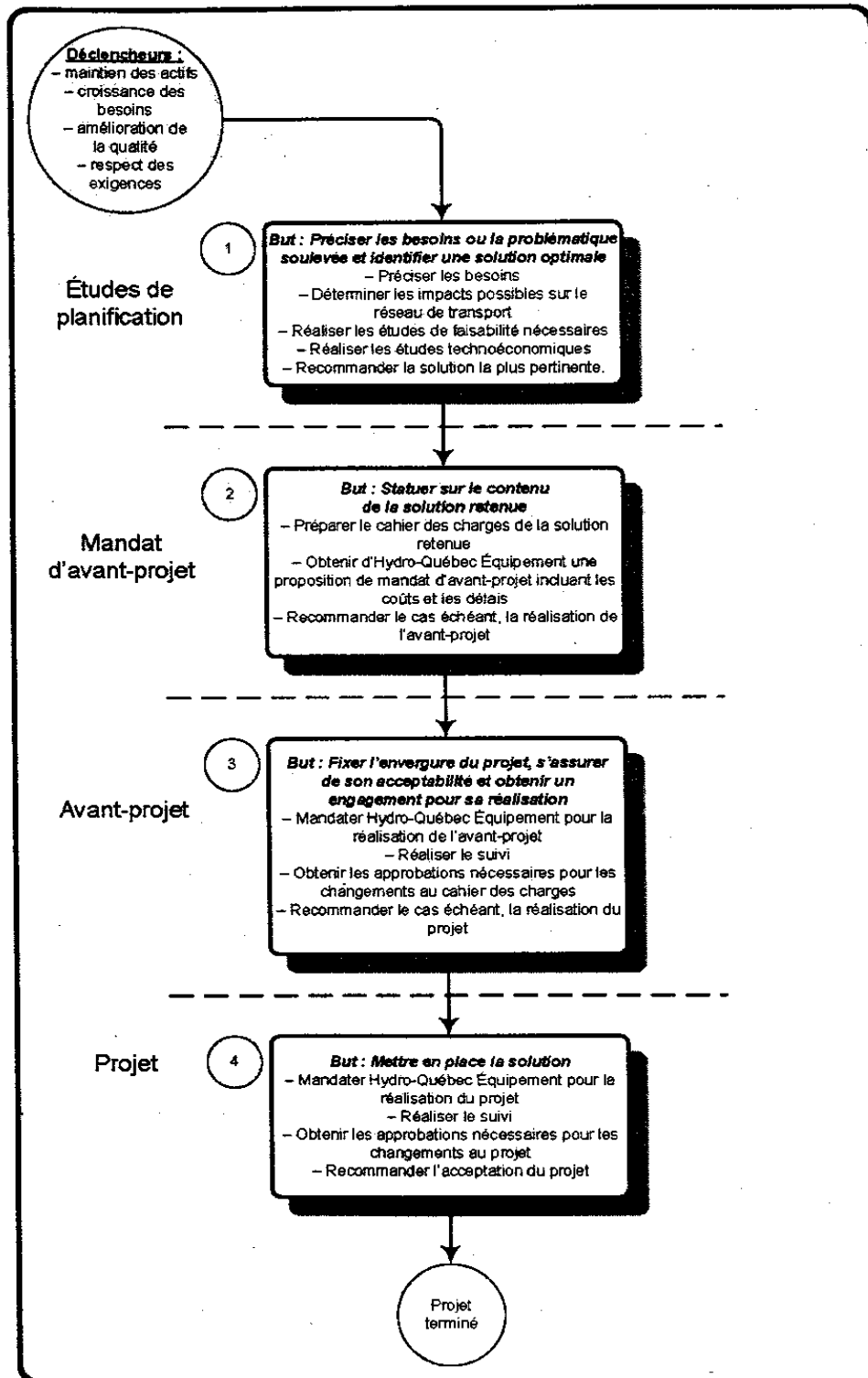
11 **2 PROCESSUS DE RÉALISATION D'UN PROJET** 12 **SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT**

13 Un processus mis en place à TransÉnergie encadre la réalisation des projets qui
14 touchent le réseau de transport, de leurs déclencheurs jusqu'à la mise en service
15 commerciale des installations. Une demande d'un client (Hydro-Québec
16 Distribution, Hydro-Québec Production ou d'autres clients du service de transport
17 point à point) faite conformément aux *Tarifs et conditions*, ou un besoin identifié
18 par TransÉnergie peuvent être à l'origine d'un projet. Les déclencheurs peuvent
19 appartenir à quatre catégories d'investissement : maintien des actifs, croissance
20 des besoins, amélioration de la qualité ou respect des exigences.

21 Par ailleurs, le processus de réalisation d'un projet comporte quatre étapes
22 distinctes : études de planification, mandat d'avant-projet, avant-projet et projet.
23 Ce processus est illustré au schéma 1 ci-dessous.

24 Les principaux travaux nécessaires à la réalisation de ces quatre étapes y sont
25 ensuite exposés.

Schéma 1 – Processus de réalisation d'un projet sur le réseau de transport



1 **2.1 Études de planification**

2 Cette étape permet au Transporteur de préciser les besoins du client et d'identifier
3 une solution optimale pour répondre à ces besoins ou à la problématique
4 soulignée. Des variantes de solution sont alors élaborées pour répondre aux
5 besoins identifiés, compte tenu des contraintes d'exploitation et de maintenance
6 du réseau de transport. Une analyse détermine les impacts possibles sur le
7 réseau et permet d'en évaluer l'évolution. Une validation initiale peut conduire à la
8 réalisation d'études de faisabilité pour assurer la viabilité technique et économique
9 de certaines variantes. Des analyses et des études technoeconomiques cernent
10 ensuite les avantages et les contraintes des variantes les plus prometteuses.
11 Enfin, une analyse globale est effectuée et une recommandation est formulée
12 pour obtenir l'approbation de la solution la plus pertinente dans les circonstances.

13 Conformément aux *Tarifs et conditions*, une étude d'impact sur le réseau est
14 réalisée à cette étape-ci lorsque requise.

15 **2.2 Mandat d'avant-projet**

16 Cette étape a pour but de statuer sur le contenu de la solution retenue à l'étape
17 précédente. TransÉnergie y produit une description sommaire de la solution
18 retenue et en détaille le contenu dans un cahier des charges. Un schéma
19 unifilaire, des caractéristiques électriques générales (concernant les exigences de
20 performance de l'appareillage, des automatismes et des protections du réseau de
21 transport), ainsi que des exigences particulières de conception (concernant
22 l'exploitabilité, la maintenabilité, la sécurité et la gestion environnementale)
23 complètent le cahier des charges.

24 Ce cahier des charges est transmis à Hydro-Québec Équipement avec la
25 demande de proposition de mandat d'avant-projet. Hydro-Québec Équipement
26 analyse la demande et produit une proposition de mandat qui précise le contenu,
27 le coût et les délais envisagés pour la réalisation de l'avant-projet. Au besoin,
28 Hydro-Québec Équipement organise des rencontres de clarification de la
29 demande avec le Transporteur.

- 1 Les éléments détaillés du plan de réalisation sont inclus dans l'offre de service.
- 2 Celle-ci est soumise à l'approbation du Transporteur.

- 3 TransÉnergie valide la proposition. Une recommandation pour la réalisation de
- 4 l'avant-projet est produite et les approbations hiérarchiques requises sont alors
- 5 obtenues.

6 **2.3 Avant-projet**

- 7 Cette étape a pour but de fixer l'envergure du projet quant aux coûts, au contenu
- 8 et aux délais de réalisation, de s'assurer de son acceptabilité et d'obtenir un
- 9 engagement d'Hydro-Québec Équipement pour sa réalisation.

- 10 Dans le cadre des études d'avant-projet réalisées par Hydro-Québec Équipement,
- 11 à la demande de TransÉnergie, des solutions techniques sont conçues pour
- 12 répondre aux besoins, aux critères et aux exigences contenus dans le cahier des
- 13 charges. Une rencontre de gel de concept permet à TransÉnergie de valider la
- 14 conformité de l'ingénierie aux exigences du cahier des charges et aux normes
- 15 techniques et autres en vigueur.

- 16 Un contenu est élaboré pour chaque discipline visée par le projet (génie
- 17 électrique, génie civil, commande, protection, architecture, environnement, etc.).
- 18 Ces contenus répondent aux normes de conception en vigueur et sont consignés
- 19 dans le rapport d'avant-projet. S'ajoutent à ces contenus techniques des sections
- 20 qui décrivent le mode de réalisation et fixent les coûts et l'échéancier des étapes
- 21 prévues pour le projet. Le rapport d'avant-projet représente l'engagement de base
- 22 (ferme) d'Hydro-Québec Équipement pour la réalisation du projet.

- 23 Le Transporteur prépare une recommandation pour la réalisation du projet et les
- 24 approbations hiérarchiques requises sont également obtenues à cette étape.

1 **2.4 Projet**

2 Cette étape a pour but de mettre en place la solution. L'avant-projet approuvé sert
3 de référence pour la suite du projet. Une rencontre de revue de contenu peut être
4 tenue avec TransÉnergie après le démarrage du projet afin d'orienter la réalisation
5 de l'Ingénierie conformément aux exigences du cahier des charges et aux normes
6 en vigueur. Hydro-Québec Équipement réalise normalement l'ingénierie,
7 l'approvisionnement et la construction des installations liées au projet.
8 TransÉnergie, quant à elle, réalise les activités d'acquisition des droits de passage
9 (rôle de propriétaire) et de mise en service, puisque cette activité est intrinsèque à
10 l'exploitation du réseau de transport.

11 Hydro-Québec Équipement s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de
12 la production des plans et devis.

13 Les travaux de construction sont généralement réalisés sous la responsabilité
14 d'Hydro-Québec Équipement par des entrepreneurs externes retenus dans le
15 cadre d'un appel d'offres public.

16 Tel que décrit à la pièce HQT-6, document 1, l'approvisionnement est réalisé par
17 le biais d'appels d'offres et de soumissions.

18 Lorsque la construction est terminée, Hydro-Québec TransÉnergie procède aux
19 vérifications et à la mise en service des équipements et les installations lui sont
20 transférées.

21 TransÉnergie assure un suivi global des étapes confiées à Hydro-Québec
22 Équipement. Après la mise en exploitation de l'installation, Hydro-Québec
23 Équipement prépare des plans « tel que construit » et en assure l'archivage.

1 **3 DATES CHARNIÈRES DU PROCESSUS DE**
2 **RÉALISATION**

3 Les dates de début et de fin de chacune des étapes du processus de réalisation
4 présenté plus avant au Schéma 1 sont présentées au Tableau 1 suivant :

5 **Tableau 1 : Dates charnières du processus de réalisation /**
6 **Projet de raccordement de la Centrale de l'Eastmain-1**

Activité	Date début	Date fin
Étude d'impact	20 décembre 2001	2 avril 2002
Demande du Producteur pour la mise à jour des avant-projets	1 ^{er} mai 2002	s/o
Demande de raccordement	17 juillet 2002	s/o
Mandat d'avant-projet	2 mai 2002	21 mars 2003
Avant-projet (ligne)	28 avril 2003	18 décembre 2003
Avant-projet (postes)	5 octobre 2003	25 février 2004
Étape Projet	12 mars 2004	14 novembre 2006 (3 ^e groupe)

7 Lors de l'introduction de la demande d'autorisation à la Régie de l'énergie, le
8 projet se situait au début de l'étape « projet » du processus de réalisation.

**Enquête sur l'organisation des compagnies
d'électricité pour la réalisation des projets
de transport**

**PREUVE EN CHEF DE
TRANSÉNERGIE**

TABLE DES MATIÈRES

ENQUÊTE SUR L'ORGANISATION DES COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ POUR LA RÉALISATION DES PROJETS DE TRANSPORT

1	MANDAT	3
2	MÉTHODOLOGIE	3
3	SYNTHÈSE DE L'ENQUÊTE	4
3.1	<i>RÉDUCTION DES COÛTS</i>	<i>5</i>
3.2	<i>DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES COMPÉTENTES</i>	<i>5</i>
4	CONCLUSION.....	5
	ANNEXE A : COMPAGNIES CONTACTÉES.....	7
	ANNEXE B : RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE	11
	ANNEXE C : CV DE PAUL MEYERE	15

ENQUÊTE SUR L'ORGANISATION DES COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ POUR LA RÉALISATION DES PROJETS DE TRANSPORT

1 MANDAT

J'ai été mandaté par Hydro-Québec TransÉnergie pour faire une enquête auprès des principales compagnies d'électricité en Amérique du nord et dans le monde afin de connaître leur mode d'organisation pour la réalisation des projets de lignes et de postes de transport. Comme le montre mon CV présenté à l'annexe C, les nombreux contacts que j'ai établis au sein des compagnies d'électricité à travers le monde au cours de l'exercice de mes fonctions de Président d'un Comité d'études du Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) de 1994 à 2000, et durant la direction d'un groupe d'intérêts de CEA Technologies de 1998 à 2002 regroupant les représentants de 17 compagnies canadiennes, américaines et internationales me qualifient pleinement pour réaliser l'étude de balisage envisagée par TransÉnergie.

2 MÉTHODOLOGIE

L'enquête a été réalisée auprès de personnes oeuvrant dans la réalisation de projets de transport dans les plus importantes compagnies d'électricité du Canada, des États-Unis et dans le monde, soit 7 compagnies au Canada, 9 compagnies aux États-Unis et 9 compagnies ailleurs à travers le monde.

Le texte de la demande envoyée le 21 novembre 2003 par courriel aux contacts dans ces compagnies est le suivant :

“Dear colleague,

I would like to ask you some information. I am making a survey for Hydro-Quebec on the organisation of electricity companies to implement their transmission projects (Lines and Substations) in their own country. I would like to know how your company is organized.

Do you do your own engineering, route selection, site survey and procurement and then award a contract to a construction contractor for building your facilities or do you award turnkey contracts like it is done generally for international projects implemented in developing countries and financed by the World Bank or other international agencies ? What are the advantages of the solution you have adopted?

I would be pleased if you could answer to me briefly. I am sorry to disturb you and I thank you for your answer.

Would it be possible to answer to me by next Monday November 24 or Tuesday 25 ?

Best regards

Signed by *Paul Georges Meyere, P. eng.*
paul.meyere1@sympatico.ca
Tel 450 671 3171 ”

La plupart de ces personnes ont également été contactées par téléphone suivant leur disponibilité pour avoir une discussion sur le sujet et compléter l'information reçue.

La liste des compagnies sondées, classées par ordre d'importance, ainsi qu'une description sommaire des principales caractéristiques de ces compagnies (capacité de transport, longueur en km de lignes du réseau de transport, nombre de postes de transport) sont présentées à l'annexe A. Ces informations, en plus de fournir un aperçu de la taille du réseau de transport de ces entreprises, sont utiles à la compréhension de certains des résultats du sondage. Parmi les 25 compagnies sondées, 11 sont des compagnies privées et sont identifiées en caractère gras dans les tableaux. Les autres compagnies sont publiques et appartiennent à des gouvernements ou à des agences gouvernementales.

En résumé, on peut classer ces compagnies ainsi :

Pays	Compagnies publiques	Compagnies privées	Total
Canada	6	1	7
É. U.	3	6	9
Ailleurs	5	4	9
Total	14	11	25

3 SYNTHÈSE DE L'ENQUÊTE

Le tableau joint en annexe B résume les résultats de l'enquête. Pour chaque activité de projet - (première colonne : Avant-Projet, Ingénierie conceptuelle, Ingénierie de détails, Gérance, Approvisionnement, Construction), on indique pour chaque compagnie si l'activité est faite à l'interne ou à l'externe.

À la dernière ligne, des commentaires sont fournis en notes de bas de page pour indiquer, s'il y a lieu, des informations particulières à une compagnie.

La majorité des compagnies d'électricité sondées réalisent à l'interne les activités de gérance, d'ingénierie et les approvisionnements ou confient ces activités à une filiale sans procéder par des appels d'offres. La majorité d'entre elles octroie, par appels d'offres, la construction à des entrepreneurs. Six compagnies canadiennes réalisent la construction de certaines installations.

Les avantages mentionnés pour justifier leur choix sont de deux ordres. Ils sont présentés ci-après.

3.1 RÉDUCTION DES COÛTS

La majorité des compagnies considèrent que, pour des raisons de performance et d'efficacité, la meilleure solution consiste à gérer leurs projets, concevoir leurs installations et acquérir les matériels en faisant appel aux ressources internes. La construction des installations est octroyée par appel d'offres à des entrepreneurs.

En cas d'un accroissement temporaire de leur charge de travail et afin d'éviter d'augmenter leur personnel, elles choisissent d'engager des firmes externes par contrat pour effectuer des activités non stratégiques et moins complexes.

Si elles n'ont pas la compétence requise, comme pour les projets de technologie pointue (convertisseurs, compensateurs), elles octroient, après appel d'offres, des contrats clés en main aux fournisseurs de ce type d'équipements.

3.2 DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES COMPÉTENTES

Les compagnies sondées considèrent qu'il est important de posséder au sein de leur organisation des ressources hautement qualifiées, afin d'exécuter les fonctions de gérant et de concepteur d'installations de transport d'électricité, et dotées d'une grande expertise technique pour assurer un haut niveau de fiabilité à leurs installations.

Ces compagnies considèrent unanimement que l'expertise requise en matière technique et en gestion de projets électrotechniques se trouve difficilement à l'extérieur.

Les conséquences d'un manque d'expertise technique dans la conception et l'exploitation des installations peuvent être, selon elles, catastrophiques pour une compagnie qui joue un rôle stratégique dans un pays ou une région en alimentant des millions de clients et des milliers d'industries.

La réalisation régulière de projets permet d'assurer la pérennité de l'expertise du personnel technique et de gestion. Octroyer en alternance et au plus bas coût des contrats à des firmes ne leur permettra pas de maintenir une expertise suffisante pour avoir la compétence de réaliser des ouvrages stratégiques ou de les modifier au cours de l'expansion du réseau de transport. C'est pourquoi certaines grandes industries privées choisissent de créer une Division ou de s'associer un Partenaire auquel elles confient, en exclusivité et sans procéder par appel d'offres, la réalisation de leurs installations, comme c'est le cas dans l'industrie pétrolière et dans les services publics. Elles lui transfèrent leur savoir faire ainsi que leur personnel expérimenté pour lui assurer l'expertise nécessaire. Parmi les compagnies sondées, Altalink en est un exemple puisqu'elle confie la réalisation de ses projets à un de ses co-propriétaire, SNC-Lavalin, qui exécute le maximum d'activités, y compris la gérance des lots de construction.

4 CONCLUSION

La majorité des compagnies d'électricité contactées réalisent à l'interne les activités de gérance, d'ingénierie et les approvisionnements de leurs projets de transport ou les confient à une filiale sans avoir recours à des appels d'offres. Lorsque leur charge de travail devient importante, elles font appel à des consultants pour réaliser des activités non stratégiques comme l'ingénierie de détails. En général, la construction est octroyée après appel d'offres à des entrepreneurs.

Ce choix est justifié pour des raisons de performance et d'efficacité et par la nécessité d'avoir à l'interne un savoir-faire en technologie et en gestion de projets et de disposer de ressources internes expérimentées indispensables pour assurer la qualité du service et la fiabilité de leurs installations, et en outre, pour des raisons de réduction des coûts comparativement à l'option des services totalement à l'externe. Ces choix sont omniprésents dans les compagnies privées.

ANNEXE A : COMPAGNIES CONTACTÉES

COMPAGNIES CONTACTÉES¹	Capacité en MW	Lignes km	Postes de Transport Nombre
AU CANADA			
TransÉnergie	33 000	32 314	500
Hydro One (Ontario)	25 600	28 500	273
BC Hydro	11 000	18 000	N.D. ²
Altalink	N.D.	11 600	260
Manitoba Hydro	4 500	7 000	N.D.
Newfoundland and Labrador Hydro	7 300	4 700	N.D.
NB Power (New Brunswick)	3 500	6 650	53
AUX ÉTATS-UNIS			
American Electric Power	38 000	60 800	N.D.
Bonneville Power Authority (Pacific Northwest)	34 000	25 000	300
Tennessee Valley Authority	30 300	27 200	N.D.
Entergy (Louisiane, Texas, Arkansas, Mississippi)	17 000	25 000	1450
National Grid-US (New England, New York)	N.D.	19 200	N.D.
Public Services Electric and Gas (New Jersey, New York)	19 000	N.D.	N.D.
Dominion Virginia Power	24 000	9 600	N.D.
ConEdison (New York)	9 400	2/3 enterré	N.D.
New York Power Authority	6 000	1 400	N.D.
AILLEURS AU MONDE			
EDF (Électricité de France)	120 000	100 000	2440
National Grid (UK)	54 400	14 400	340
Tractebel (Belgique)	28 000	N.D.	N.D.
Stattnet (Norvège)	23 000	10 000	N.D.
Tohoku (Japon)	17 240	14,434	582
Fortum (Scandinavie)	12 000	N.D.	N.D.
Transgrid (NSW-Australie)	10 000	12 000	76
ESB (Irlande)	4 700	5 800	100
ESKOM (Afrique du Sud)	N.D.	Réseau à 765 kV	N.D.

¹ Les compagnie privées sont en caractères gras. Les compagnies publiques sont en caractères normaux.

² N.D. = L'information n'a pas été trouvée.

ANNEXE B : RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE

RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE

		Au CANADA							AUX ÉTATS-UNIS								AILLEURS DANS LE MONDE										TOTAL Interne / Externe
COMPAGNIES	Activité effectuée à l'interne ou à l'externe	TransÉnergie	Hydro One (Ontario)	BC Hydro	Altalink	Manitoba Hydro	Newfoundland & Labr. Hydro	NB Power(New Brunswick)	American Electric Power	Bonneville Power Authority (Pacific Northwest)	Tennessee Valley Authority	Entergy (Louisiane, Texas, Ark., Missis.)	National Grid-US (New England, New York)	Public Services Electric and Gas (New Jersey, New York)	Dominion Virginia Power)	ConEdison New York)	New York Power Authority	EDF - France	National Grid - UK	TracteBel - Belgique	Stattnet - Norvège	Tohoku - Japon	Fortum - Scandinavie	Transgrid - NSW-Australie	ESB - Irlande	ESKOM - Afrique du Sud	
ACTIVITÉS																											
Avant-Projet	Int	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	25
	Ext																										0
Ingénierie conceptuelle	Int	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	24
	Ext																x										1
Ingénierie de détails	Int		x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x		x		x	x	x	x	x	x		20
	Ext	x								x							x		x							x	5
Gérance	Int	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		24
	Ext																									x	1
Approvisionnement	Int	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x		21
	Ext		x	x													x									x	4
Construction	Int		x	x		x	x	x																			5 ⁷
	Ext	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	24

ANNEXE C : CV DE PAUL MEYERE

Paul Georges MEYERE, Ing
207 Tiffin road, St-Lambert (Qc), J4P 3E8, Canada
Tel : 1 450 671 3171 Fax : 1 450 671 0237 Email : paul.meyere1@sympatico.ca

INFORMATION PERSONNELLE

NOM : MEYERE, Paul Georges
PROFESSION : Ingénieur Civil
CITOYENNETÉ : Canadienne
LANGUES : Français, anglais

—

Résumé

Trente cinq ans d'expérience dans le domaine des Projets de Transport à Très Haute Tension

L'expérience majeure porte sur :

- *Quatre ans comme consultant en projets de transport d'énergie et coordonnateur technique pour CEA Technologies Inc. sur la réduction des impacts des tempêtes de glace et sur la gestion des actifs des lignes de transport.*
- *Deux ans comme consultant pour le bureau d'avocats Ogilvy Renaud pour la défense d'Hydro-Québec sur les activités de maintenance d'un réseau de transport régional qui a subi des effondrements importants à la suite d'une tempête de verglas exceptionnelle en janvier 1998.*
- *Trois ans comme Directeur Génie Civil pour les barrages, les lignes, les postes, les routes, l'arpentage et l'architecture des bâtiments.*
- *Président d'un comité d'études de la CIGRE de 1994 à 2000.*
- *Conseiller auprès d'Hydro-Québec International pour les services rendus de 1994 à 1999 à Transmission Technology Berhad de Malaisie pour la réalisation d'un réseau de transport à 500 kV, à l'Électricité du Viêt-Nam et en Thaïlande.*
- *Quatre ans comme Directeur Lignes de Transport responsable d'un budget de 100 M\$ par année et de 240 personnes.*
- *Trois ans comme Directeur de projets internationaux de transport d'énergie (Malaisie, Inde, Arabie Saoudite, Bangladesh, Chine, Algérie, Afrique Centrale et de l'Ouest).*
- *Dix ans comme Chef de service Ingénierie dans différentes fonctions pour la réalisation d'un réseau de lignes de transport à 735 kV.*
- *Huit ans comme concepteur de lignes de transport (études de tracés, fondations, structures, conducteurs et quincaillerie).*

FORMATION UNIVERSITAIRE

1970	Membre de L'Ordre des Ingénieurs du Québec
1963	Centre des Hautes Études de la construction, Paris
1960 - 1962	Études d'ingénieur, École des travaux publics, Paris
1962	Diplôme d'ingénieur ETP
1957 - 1960	Préparation aux grandes Écoles Mathématiques supérieures et Mathématiques spéciales
1957	Baccalauréat en mathématiques

FORMATION COMPLÉMENTAIRE

1994-1992	Qualité totale, Gestion des processus de travail, Le système de Gestion de la Qualité (ISO 9000)
1982 -1974	Résolution de problèmes, Communication avec les publics, Gestion des Ressources humaines, Organisation et Gestion des entreprises - Hydro-Québec. Project Management & Conflict Resolution by American Management Research
1973	Techniques des choix d'investissement - Hydro-Québec
1970	Analyse des contraintes par la méthode des éléments finis École Polytechnique, Montréal

EXPÉRIENCE PROFESSIONNELLE

Depuis 1997 à ce jour Ingénieur, Consultant

2001 à ce jour

Direction d'un groupe d'intérêt de CEA Technologies Inc sur la réduction des impacts des tempêtes de glace composé de 17 membres représentants des compagnies d'électricité canadiennes, américaines et internationales. Organisation d'un séminaire international sur la réduction des impacts des tempêtes de verglas sur les équipements de transport tenu à Montréal les 7 et 8 Octobre 2002.

Secrétaire technique pour un comité d'experts chargé de conseiller le Directeur Support technique en Transport de TransÉnergie sur la révision de la spécification de conception des lignes de transport d'Hydro-Québec.

Conseiller auprès de RSW Inc. pour les études préliminaires de réalisation d'un réseau de transport pour acheminer le potentiel hydraulique du Nunavik vers le sud du Québec.

1999 à 2000

Conseiller auprès d'Hydro-Québec International pour une mission au Viêt-Nam, une proposition de service et la présentation d'un article à un séminaire international à Hanoi.

Conseiller auprès de RSW Inc. pour des services d'ingénierie rendus à « Newfoundland and Labrador Hydro » pour la réalisation d'une ligne à 735 kV.

Chef de groupe auprès du bureau d'avocats Ogilvy Renaud pour la vérification des activités de maintenance d'un réseau de transport régional d'Hydro-Québec qui a subi des effondrements importants à la suite d'une tempête de verglas exceptionnelle en janvier 1998. Ce travail a été réalisé pour préparer le dossier de défense dans un litige opposant Hydro-Québec à un de ses clients américains.

07/97 à 1998

Coordonnateur technologie pour CEA Technologies Inc. pour un groupe d'intérêt sur la Gestion des actifs de transport d'énergie. Développement d'un guide pour la gestion des actifs des lignes aériennes.

Conseiller auprès du Directeur Support technique en Transport d'énergie, TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec pour le diagnostic des causes des effondrements subis par les lignes de transport lors de la tempête de verglas exceptionnelle en janvier 1998 dans le sud de la province du Québec – Canada.

Conseiller auprès d'Hydro-Québec International pour une mission dans le Sud -Est Asiatique en Septembre 1997.

Depuis 1969

HYDRO-QUÉBEC

1994 à Juillet 1997

Directeur Ouvrages Civils

Vice-présidence Ingénierie et Services

Diriger une unité composée de 210 personnes réparties dans six services spécialisés en génie civil, hydraulique, géotechnique, architecture, lignes aériennes, géomatique et arpentage et dont la mission consiste à :

- fournir aux directions de projets des ressources compétentes pour réaliser l'ingénierie
- développer le savoir-faire de ces ressources et mettre au point les méthodes de travail, les guides et les logiciels
- assurer la qualité des études et travaux d'ingénierie réalisés.

Conseiller auprès d'Hydro-Québec International pour les services rendus de 1994 à 1997 à Transmission Technology Berhad de Malaisie pour la réalisation d'un réseau de transport à 500 kV comprenant 1000 km de lignes double terre et 5 postes.

1991 à 1994

Directeur Lignes

Vice-présidence Équipements de transport

Diriger une unité composée de 240 personnes réparties dans trois services et dont la mission consiste à :

Gérer les études préliminaires, les avant-projets et les projets de lignes aériennes et souterraines de 735 kV à 69 kV, ainsi que la réalisation de l'arpentage, de la conception, de l'ingénierie de détails et de la construction de ces lignes.

Le budget d'immobilisation de la direction est d'environ 100 M\$ par année.

1988 – 1991

Chef de service Ingénierie de lignes

Direction Lignes

Diriger un service composé de quarante-cinq personnes réparties dans quatre divisions et dont la mission consiste à :

Réaliser les études préliminaires, la conception et l'ingénierie requise pour les avant-projets et les projets des nouvelles lignes aériennes et souterraines du réseau de transport, des interconnexions et des infrastructures connexes.

Réaliser pour le groupe Équipement les études et l'ingénierie des liaisons par câbles à haute tension à l'intérieur des postes et des centrales.

1984 - 1987

HYDRO-QUÉBEC INTERNATIONAL

Directeur de projets

Vice-présidence Gestion des projets

Gérer la réalisation de divers projets octroyés à Hydro-Québec International dans le domaine de l'énergie électrique (lignes, postes et centrales).

Diriger un groupe d'administrateurs de projets et la préparation des offres de service des différents projets internationaux pour lesquels Hydro-Québec International soumissionne.

A dirigé les projets internationaux suivants :

- Assistance technique à “Saudi Consolidated Electric Company- South” , 25 ingénieurs pendant 3 ans. Production thermique, Transmission et Distribution
- Centre de contrôle du réseau de « Bangladesh Power Development Board ». Conception, Approvisionnement, Installation, Mise en service et Formation sur une période de trois ans
- Études de planification de réseau et Spécifications pour un lien HTCC pour “National Thermal Power Corporation of India”
- Études et ingénierie d'une ligne 150 kV au Mali (Ligne et Postes)
- Études de l'amélioration de la fiabilité du réseau de Malaisie
- Centre de recherche pour SONEGAS - Algérie. Études de faisabilité, architecture et ingénierie
- Études d'amélioration de la fiabilité de la ligne Inga-Shaba au Zaïre (HTCC +/- 450 kV). Diagnostics de la performance de la centrale d'Inga, des postes et de la ligne de 1500 km de longueur.

1979 - 1983

Chef du service Études et Normalisation

Direction Projets de lignes de transport
Direction Générale Génie

Assurer la normalisation de la conception des différentes composantes des lignes de transport pour permettre la réalisation efficace des projets de la Direction par la préparation de critères de conception et de plans et devis normalisés pour les lignes dont les voltages varient entre 69 kV et 735 kV.

Assurer le développement de l'expertise technique en matière de conception de lignes de transport par des études et des essais.

Participer à la planification de la recherche et du développement de la technologie du transport d'énergie.

Diriger le travail de divers groupes spécialisés en conception de lignes, conception de fondations, conception mécanique, électrique et isolation, études météorologiques.

1983 - 1984

Chef de service Ingénierie de lignes aériennes

Direction Ingénierie de lignes

Réaliser les études d'avant-projets et l'ingénierie des projets de lignes aériennes pour des lignes dont les voltages varient entre 69 et 735 kV ainsi que des études de variantes de réseaux.

1975 - 1978

Administrateur d'ingénierie des lignes du réseau Baie James

Direction Projets de lignes de transport

Responsable des programmes, des coûts et des exigences techniques et économiques de l'ingénierie des cinq lignes à 735 kV qui acheminent l'énergie produite par les aménagements hydroélectriques de la rivière La Grande (territoire baie James) vers les grands centres de consommation du Québec.

Diriger, coordonner et contrôler les activités d'ingénierie qui comprennent la cartographie des territoires à traverser, les études de tracés des lignes, l'arpentage et les relevés topographiques, la détermination des charges climatiques, la conception des différentes composantes des lignes, la préparation des plans et devis de déboisement, de construction et d'achat des matériaux, l'assurance de la qualité des travaux en chantier et l'acquisition des emprises de lignes.

1970 - 1975

Chef de division

Service Administration de Projets
Direction Projets de lignes de transport

1969 - 1970

ACRES QUÉBEC LIMITÉE

Montréal
Ingénieur Senior

Responsable des études, de la préparation des plans et devis et de l'appel d'offres pour la construction de la traversée (6 100 pieds) de la rivière Churchill (Labrador) par trois lignes de transport d'énergie à 735 kV.

1967 - 1968

NORTHUMBERLAND CONSULTANTS LIMITED

Ingénieur d'études
Division Béton précontraint, Montréal

Études du pont en béton précontraint destiné à relier l'Île du Prince Édouard au Nouveau-Brunswick (14 km de longueur avec des portées de 210 m).

1963 - 1965

SOCIÉTÉ GÉNÉRALE D'ENTREPRISES

Ingénieur de projets

Service des Études, Paris

Responsable des études et de la préparation des plans des différents ouvrages de génie civil en béton précontraint (ponts, silos, voiles minces, bâtiments).

ASSOCIATIONS PROFESSIONNELLES

Membre de l'Ordre des Ingénieurs du Québec.

Membre honoraire du Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ). Président du comité d'Études « Lignes Aériennes » de 1994 à 2000. Représentant du Canada de 1980 à 1990.

Membre de l'Association Canadienne de l'Électricité de 1975 à 1997.

PUBLICATIONS et CONFÉRENCES

Organisation d'un séminaire international sur la réduction des impacts des tempêtes de glace sur les équipements de transport. Montréal 7 et 8 Octobre 2002.

Gestion des actifs de lignes de transport d'énergie, Symposium International Hanoi - Vietnam, décembre 1999.

Nouvelles orientations dans la conception des lignes aériennes à très haute tension, Conférence CEPSI-1996, Kuala Lumpur, Malaisie.

Rapport spécial et rapport général des réunions de 1986 et 1988 du Comité d'études 22 de la CIGRÉ.

Pylônes pour lignes de transport utilisés au Canada. Réunion à Rio de Janeiro du Comité d'études 22 - CIGRÉ 1983.

Évolution de la conception des lignes de transport d'énergie à 735 kV d'Hydro-Québec, Session 1980, CIGRÉ.

Critères de conception de la quincaillerie des lignes à 735 kV de la Baie James, Symposium du groupe 22 - CIGRÉ 1979.

Expérience d'Hydro-Québec dans le contrôle des vibrations des faisceaux de conducteurs. Ligne expérimentale, entretoises amortisseurs et mesures en lignes. Réunion technique du Comité d'étude 22 - CIGRÉ - Sept. 82.

Conception des lignes de transport à Hydro-Québec. Symposium Chine - Québec, octobre 1981.

Réalisation des lignes à 735 kV du réseau baie James - Réunion de l'Association professionnelle des Ingénieurs de l'Ontario - Mars 1978 et avril 1980.

Solutions envisagées

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

1	Choix de la solution.....	5
1.1	Choix du poste d'intégration au réseau à 735 kV.....	6
1.1.1	Avantages d'un raccordement au poste de la Nemiscau pour la ligne d'intégration.....	6
1.1.2	Avantages d'un raccordement au poste de la Nemiscau pour la charge locale	7
1.2	Choix des caractéristiques de la ligne	8
1.2.1	Choix du niveau de tension.....	8
1.2.2	Choix du calibre des conducteurs à 315 kV.....	9
1.2.3	Choix du type de ligne (biterne vs monoterne)	10
1.2.4	Utilisation des équipements du projet reporté Grand-Brûlé–Vignan.....	11
1.3	Choix de l'installation au poste de l'Eastmain-1	11
1.4	Choix de l'installation au poste de la Nemiscau	12
1.5	Choix de l'installation aux postes de La Vérendrye et de la Chamouchouane	15
1.6	Choix de l'installation au poste Hertel	15
1.6.1	Retrait et devancement du remplacement des unités monophasées installées à la position T-3.....	15
1.6.2	Installation d'une batterie à 315 kV	15
1.6.3	Addition d'un disjoncteur à 735 kV	16
2	Solution retenue	17

Annexe

Annexe A	Intégration des centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A – Études d'impact
----------	--

1 **1 CHOIX DE LA SOLUTION**

2 Tel que décrit à la pièce HQT-3, document 1, le Transporteur peut, à la demande
3 du client du service de transport, réaliser une étude d'impact sur le réseau de
4 transport afin de déterminer les additions et les modifications requises pour
5 assurer le service demandé.

6 Le Transporteur a débuté, en janvier 2002, une demande d'étude d'impact pour
7 intégrer les centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A. La première centrale,
8 d'une puissance de 480 MW devait être mise en service en 2008¹, alors que la
9 deuxième, d'une puissance de 800 MW le serait en 2010. La centrale de
10 l'Eastmain-1-A serait située à moins d'un kilomètre de la centrale de l'Eastmain-1.
11 L'étude d'impact sur le réseau a permis au Transporteur de déterminer les
12 besoins en équipement de compensation pour chacune et pour l'ensemble des
13 centrales. Le rapport de cette étude d'impact est déposé au soutien des présentes
14 comme pièce HQT-4, document 1, annexe A.

15 L'étude d'impact a été réalisée suivant l'hypothèse que le réseau d'intégration,
16 proposé en 1993 pour une centrale de 480 MW et en 1998 pour une centrale de
17 1280 MW, répond totalement aux exigences. Le réseau proposé à l'époque
18 consistait à intégrer la centrale de l'Eastmain-1 au poste de la Nemiscau en
19 construisant une nouvelle ligne biterne à 315 kV, chaque circuit étant composé de
20 trois groupes de deux conducteurs de 1354 MCM en faisceau. L'étude d'impact
21 n'a pas remis en question cette orientation mais s'est concentrée principalement
22 sur l'optimisation des besoins en compensation réactive pour assurer le transit
23 vers les centres de charges.

24 Tel qu'il appert à la pièce HQT-2, document 1 traitant des objectifs visés par le
25 projet, les aspects techniques, environnementaux et économiques sont pris en
26 compte pour orienter le choix de la solution. Les différents aspects qui ont guidé le
27 Transporteur dans son choix sont présentés ci-après.

¹ La mise en service est maintenant prévue pour 2006

1 **1.1 Choix du poste d'intégration au réseau à 735 kV**

2 Étant donné l'emplacement des deux centrales, soit l'Eastmain-1 et l'Eastmain-1-
3 A, les deux postes à 735 kV faisant partie du réseau de transport de la Baie
4 James pourraient servir à l'intégration de cette nouvelle production. Ces postes
5 sont situés au sud des centrales, à une distance d'environ 60 km.

6 Ces deux postes sont le poste de la Nemiscau localisé au sud ouest des centrales
7 et le poste Albanel au sud est. Toutefois, le poste de la Nemiscau se démarque,
8 étant de loin le plus avantageux pour intégrer la production de ces deux nouvelles
9 centrales, tel que plus amplement expliqué ci-après. Une intégration à des postes
10 à 735 kV situés au nord des centrales n'est par ailleurs pas considérée à cause de
11 l'importance de leur éloignement.

12 **1.1.1 Avantages d'un raccordement au poste de la Nemiscau pour**
13 **la ligne d'intégration**

14 En intégrant la production générée par le projet de l'Eastmain-1 au poste de la
15 Nemiscau, la longueur de la ligne d'intégration s'en trouve diminuée, ce poste
16 étant situé plus près de l'emplacement de la centrale, soit à une distance d'environ
17 60 km. Une intégration au poste Albanel exigerait une ligne plus longue d'environ
18 32 km. Une réduction de la longueur de la ligne aura ainsi un impact direct sur les
19 coûts de construction de la ligne et les pertes électriques inhérentes au transport
20 de l'électricité.

21 Par ailleurs, l'intégration au poste de la Nemiscau permet à la ligne d'intégration
22 de longer la route d'accès aux centrales et les lignes à 735 kV déjà en place.
23 L'utilisation des infrastructures existantes réduit les coûts de construction et facilite
24 du même coup l'entretien. Par contre, une intégration au poste Albanel
25 nécessiterait l'ouverture d'un nouveau corridor et la mise en place d'infrastructures
26 d'accès au corridor plus importantes. De plus, une optimisation du tracé pour
27 atteindre le poste Albanel demanderait de longer le réservoir, ce qui pourrait
28 engendrer des contraintes additionnelles inhérentes à la présence de zones
29 inondées.

1 **1.1.2 Avantages d'un raccordement au poste de la Nemiscau pour**
2 **la charge locale**

3 Le poste de la Nemiscau alimente actuellement la charge locale des villages
4 d'Eastmain et de Nemaska, de l'aéroport et des résidences de TransÉnergie à
5 Nemiscau. L'alimentation électrique provient des services auxiliaires du poste,
6 lesquels tirent leur alimentation des transformateurs des compensateurs statiques.
7 Le fonctionnement des compensateurs statiques entraîne présentement des
8 perturbations de tension qui affectent la qualité de l'alimentation. Cependant, ce
9 mode d'alimentation a été jugé acceptable en comparaison des coûts impliqués
10 par des solutions plus conventionnelles, comme l'addition de transformateurs
11 dédiés spécifiquement à l'alimentation de la charge et raccordés directement au
12 jeu barres à 735 kV.

13 L'ajout de nouveaux transformateurs au poste de la Nemiscau pour l'intégration
14 de la centrale de l'Eastmain-1 permettra d'alimenter immédiatement la charge
15 locale à partir de l'enroulement tertiaire des transformateurs de puissance. Ainsi,
16 l'alimentation des charges ne sera plus perturbée par le fonctionnement des
17 compensateurs statiques; la qualité du service offert par le Transporteur dans
18 cette région sera ainsi rehaussée.

19 De plus, puisque les charges de cette région sont situées à l'ouest du poste de la
20 Nemiscau, il est avantageux d'intégrer la nouvelle centrale à ce poste. La
21 présence d'un palier à 315 kV procurera à long terme une source plus robuste
22 advenant une forte croissance de la charge locale. Il faut souligner que la
23 conception initiale du poste de la Nemiscau prévoyait l'ajout à long terme de
24 transformateurs de puissance pour l'intégration des centrales de la rivière
25 Eastmain et de certaines centrales du complexe NBR (Nottaway, Broadback et
26 Rupert).

27 Finalement, le poste de la Nemiscau facilite l'implantation de nouveaux
28 équipements en ce sens qu'il dispose d'infrastructures d'accueil bien aménagées
29 telles les résidences, l'aéroport et un réseau routier convergent.

1.2 Choix des caractéristiques de la ligne

Tel que mentionné précédemment, l'étude d'impact réalisée en mars 2002 considère la construction d'une ligne d'une tension de 315 kV composée de deux circuits ayant chacun trois faisceaux de deux conducteurs de 1354 MCM. Les sections qui suivent démontrent que cette solution est toujours adéquate aujourd'hui.

1.2.1 Choix du niveau de tension

Pour valider l'avantage technico-économique de la solution à 315 kV, celle-ci a été comparée à une solution faisant appel à une ligne à 230 kV, également biterne et ayant des conducteurs en nombre et en calibre identiques.

Le coût de construction des lignes à 315 et à 230 kV a été établi à partir de coûts paramétriques moyens par kilomètre. Le coût des pertes relié à l'exploitation de la ligne pendant 50 ans a été ajouté au coût de construction de façon à déterminer la solution la plus économique. Les pertes ont été évaluées en considérant la production combinée des deux centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A, soit une puissance de 1280 MW débutant potentiellement en 2006.

Tableau 1 : Choix de la tension

	Coût de construction M\$ (act. 2006)	Perte M\$ (act. 2006)	Total M\$ (act. 2006)
Biterne 315 kV (2*1354 MCM/phase)	56	32	88
Biterne 230 kV (2*1354 MCM/phase)	40	60	100

Ainsi, comme le démontre le tableau 1, le niveau de tension de 315 kV est la solution la plus économique pour intégrer la production combinée des deux centrales.

1 Le recours à un niveau de tension de 315 kV est également judicieux puisqu'il est
2 présentement utilisé pour l'intégration des centrales La Grande-1, Laforge-1,
3 Laforge-2 et Brisay. Le projet de l'Eastmain-1 bénéficiera donc de l'expertise et de
4 la réserve de matériel et d'accessoires déjà disponibles dans ce territoire.

5 De plus, l'utilisation d'un niveau de tension de 315 kV permettra au Transporteur
6 de réutiliser des appareils et des équipements à 315 kV présentement entreposés
7 dans la banque d'appareillage ou qui seront éventuellement retirés pour limiter le
8 court-circuit dans les postes de charge, notamment des transformateurs et des
9 disjoncteurs.

10 **1.2.2 Choix du calibre des conducteurs à 315 kV**

11 Pour établir le calibre des conducteurs pour la ligne à 315 kV, le coût de
12 construction de la ligne et des pertes d'exploitation a été comparé pour des
13 conducteurs de type 1354 MCM et 1033 MCM.

14 Le tableau 2 démontre que les conducteurs de type 1354 MCM sont les plus
15 économiques et que les coûts additionnels de construction sont compensés par
16 les pertes évitées. Ce tableau démontre également que la ligne biterne constituée
17 de faisceaux de deux conducteurs de type 1354 MCM par phase s'avère la
18 solution la plus économique.

1 **Tableau 2 : Choix du calibre des conducteurs**

	Coût de construction M\$ (act. 2006)	Perte M\$ (act. 2006)	Total M\$ (act. 2006)
Monoterne (2*1354 MCM/ph)	40	65	105
Biterne (1*1354 MCM/ph)	45	65	110
Biterne (2*1354 MCM/ph)	56	32	88
Monoterne (2*1033 MCM/ph)	38	78	116
Biterne (1*1033 MCM/ph)	44	78	122
Biterne (2*1033 MCM/ph)	54	39	93

2 **1.2.3 Choix du type de ligne (biterne vs monoterne)**

3 Avec l'intégration des deux centrales de l'Eastmain, totalisant une puissance de
 4 1280 MW, il est nécessaire de prévoir la mise en place de deux circuits pour
 5 respecter le critère du réseau de transport qui exige que la perte maximale de
 6 production en première contingence soit limitée à 1000 MW. Le réseau
 7 d'intégration pourrait à cet égard être constitué d'une ligne biterne ou de deux
 8 lignes monoternes, mais la construction d'une ligne biterne est plus économique
 9 et s'avère la meilleure solution tel que l'illustre le tableau 3.

10 **Tableau 3 : Biterne vs monoternes**

	Coût de construction M\$ (act. 2006)	Perte M\$ (act. 2006)	Total M\$ (act. 2006)
2 Monoternes (2*1354 MCM/ph)	80	32	112
Biterne (2*1354 MCM/ph)	56	32	88

1 **1.2.4 Utilisation des équipements du projet reporté Grand-Brûlé–**
2 **Vignan**

3 À la suite du report du projet Grand-Brûlé–Vignan, il est devenu nécessaire de
4 procéder à l'entreposage des composantes de la ligne qui avaient déjà été
5 approvisionnées. L'entreposage de ces composantes n'est pas exempt de risques
6 et entraîne des frais d'entreposage et d'intérêt. Dans un souci de saine gestion, il
7 est par conséquent préférable de réutiliser ces équipements le plus rapidement
8 possible à leur valeur comptable, afin d'éviter de maintenir des frais d'entreposage
9 et d'intérêt.

10 Ainsi, bien que l'avant-projet préliminaire de la ligne Eastmain-1–Nemiscau de
11 décembre 1995 prévoyait l'érection d'une ligne biterne ayant des pylônes
12 haubanés, le Transporteur a jugé judicieux d'utiliser les pylônes du projet Grand-
13 Brûlé–Vignan (pylônes ayant quatre pieds (pattes)) pour les raisons
14 susmentionnées.

15 En agissant ainsi, le Transporteur est en mesure de raccorder la centrale dans un
16 échéancier plus rapproché.

17 **1.3 Choix de l'installation au poste de l'Eastmain-1**

18 Tel qu'il appert à l'annexe B de la pièce HQT-5 document 1, le schéma du poste
19 de la centrale de l'Eastmain-1 a été prévu de façon à permettre et faciliter le
20 raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, dont les mises en
21 service devraient se faire sur une période de quatre ans à compter de la mise en
22 service de la centrale de l'Eastmain-1. Néanmoins, la quantité d'équipements à
23 315 kV qui sera installée au poste à l'étape initiale correspond au matériel qui
24 serait normalement requis si la seule centrale de l'Eastmain-1 était réalisée.

25 Un bâtiment sera construit au poste de départ pour accueillir les protections
26 requises. Il n'a pas été possible de localiser les protections dans le bâtiment de la
27 centrale. Il est également nécessaire d'installer un bâtiment d'entretien pour

1 permettre l'intervention du personnel sur les appareils lors de conditions
2 climatiques difficiles.

3 **1.4 *Choix de l'installation au poste de la Nemiscau***

4 Suivant les pratiques usuelles, la production des centrales est intégrée de façon
5 ferme dans les postes à 735 kV. Cette façon de faire vise à prémunir le
6 Transporteur contre les défauts de transformateurs généralement très longs à
7 réparer, et auxquels s'ajoutent les contraintes de transport reliées à
8 l'encombrement, à la distance et aux conditions climatiques prévalant dans cette
9 région du Québec.

10 Pour assurer cette alimentation ferme, deux variantes ont été envisagées pour le
11 poste de la Nemiscau :

12 Variante 1 - Acquisition de six (6) transformateurs monophasés

13 Variante 2 - Relocalisation d'appareils de transformation du réseau
14 présentement entreposés ou rendus disponibles.

15 Les transformateurs de la variante 2 pourraient provenir soit de la banque
16 d'appareillage majeure, soit des postes de Radisson et Hertel. En effet, trois
17 transformateurs monophasés 735-315 kV de 1100 MVA sont actuellement
18 entreposés à la suite du report du projet Grand-Brulé–Vignan; ces transformateurs
19 pourraient donc être utilisés immédiatement au poste de la Nemiscau.

20 Deux autres transformateurs monophasés pourraient provenir du poste Hertel
21 puisque le Transporteur prévoit remplacer éventuellement six transformateurs
22 monophasés 735-315 kV de 1650 MVA afin de limiter le court-circuit sur le jeu de
23 barres à 315 kV du poste Hertel. Il serait alors possible de devancer le
24 remplacement de deux phases 735-315 kV dans le but de les relocaliser au poste
25 de la Nemiscau. Le troisième transformateur monophasé 735-315 kV proviendrait
26 du poste de Radisson, où il est présentement mis en réserve.

27 Tel que le démontre le tableau 4, la variante 2, consistant à utiliser des appareils
28 déjà disponibles, s'avère la solution la plus économique. Cette analyse est basée

- 1 sur des coûts paramétriques moyens et tient compte uniquement des coûts
- 2 différentiels reliés aux appareils majeurs.

1 **Tableau 4 : Poste de la Nemiscau – Achat vs relocalisation de trois**
2 **transformateurs 735-315 kV**

Variante	Année		Coût actualisé en 2003 (K\$)
#1	2006	Acquisition de 6 unités monophasées 735-315 1100 MVA	16 632
	2015	Valeur résiduelle des 6 unités monophasées	-8200
	Total Variante #1		8432
#2	2006	Réfection de 3 unités monophasées 735-315 kV, 1100 MVA	709
	2006	Transport des 3 unités monophasées 735-315 kV, 1100 MVA au poste de la Nemiscau	394
	2006	Réfection de 2 unités monophasées 735-315 kV, 1650 MVA du poste Hertel	472
	2006	Transport de 2 unités monophasées 735-315 kV, 1650 MVA de Hertel au poste de la Nemiscau	262
	2006	Remplacement des joints d'étanchéité d'une unité monophasée 735-315 kV 1650 MVA du poste de Radisson	44
	2006	Transport d'une unité monophasée 735-315 kV, 1650 MVA du poste de Radisson au poste de la Nemiscau	87
	2015	Valeur résiduelle des 2 transformateurs monophasés provenant d'Hertel	-554.
	2015	Valeur résiduelle de l'unité monophasée provenant du poste de Radisson	-739
		Coût de devancement du remplacement de trois unités monophasées de 2019 à 2006	4065
	Total Variante #2		4741

1 **1.5 *Choix de l'installation aux postes de La Vérendrye et de***
2 ***la Chamouchouane***

3 Les travaux prévus aux postes de La Vérendrye et de la Chamouchouane
4 consistent à ajouter des unités de condensateurs sur les plates-formes de
5 compensation série existantes afin d'augmenter leur capacité en courant. Ces
6 travaux sont jugés nécessaires afin d'assurer la mise à niveau des courants
7 nominaux de ces postes, tel qu'il appert de la section 3.2 de l'étude d'impact
8 déposée comme Annexe A du présent document. Notons qu'aucune autre
9 variante n'est possible puisque les batteries doivent nécessairement avoir la
10 capacité pour intégrer la production de la nouvelle centrale de l'Eastmain-1.

11 **1.6 *Choix de l'installation au poste Hertel***

12 **1.6.1 Retrait et devancement du remplacement des unités**
13 **monophasées installées à la position T-3**

14 Il a été mentionné à la section 1.4 précédente qu'il était plus économique de
15 retirer deux unités monophasées de transformation et de devancer l'installation de
16 trois unités monophasées ayant une impédance de 20%. Les travaux prévus au
17 poste Hertel vise donc à retirer et à installer ces nouvelles unités de
18 transformation.

19 Les études d'optimisation ont démontré que le devancement du remplacement
20 des transformateurs installés à la position T-3 était favorisé par le fait qu'il y ait
21 uniquement deux unités monophasées d'installées à la position T-3. De plus, le
22 fait d'utiliser uniquement deux unités monophasées du poste Hertel permet
23 d'obtenir une meilleure répartition des phases de réserve aux postes de Radisson
24 et Hertel, soit une phase à chacun des postes.

25 **1.6.2 Installation d'une batterie à 315 kV**

26 L'étude d'impact réalisée par le Transporteur a fait ressortir la nécessité d'ajouter
27 une batterie de compensation shunt au poste Hertel pour l'intégration de la
28 production de la centrale de l'Eastmain-1.

1 De telles batteries sont déjà installées dans des postes de charge importants,
2 notamment ceux de Duvernay, de Boucherville et Chénier. Le poste Hertel,
3 compte tenu de son niveau de charge et du remplacement d'un transformateur de
4 11% d'impédance par un de 20 %, s'avère maintenant un emplacement idéal pour
5 l'ajout d'une nouvelle batterie de condensateurs.

6 L'addition de cette batterie exige de remplacer deux disjoncteurs à 315 kV
7 présentement en service. En effet, ces deux disjoncteurs sont d'un type à faible
8 volume d'huile et ne sont pas en mesure d'opérer à proximité de la batterie de
9 condensateurs. Ces disjoncteurs seront toutefois réutilisés dans des projets où
10 leurs caractéristiques seront jugées adéquates.

11 Finalement, la position retenue dans le jeu de barres pour l'addition de la batterie
12 requiert de modifier les protections au poste de La Prairie.

13 **1.6.3 Addition d'un disjoncteur à 735 kV**

14 L'ajout d'un disjoncteur à 735 kV au poste Hertel est prévu afin d'assurer le
15 respect des critères de fiabilité édictés par le NPCC. Cette addition n'est toutefois
16 pas liée au projet d'intégration de la centrale de l'Eastmain-1, et partant, ces coûts
17 (2,7 M\$) sont retranchés du présent projet.

18 Cette addition sera donc réalisée simultanément au projet d'intégration de la
19 centrale de l'Eastmain-1 afin de minimiser le nombre d'interventions dans le poste
20 Hertel et de profiter des économies reliées à l'ouverture d'un seul chantier.

1 **2 SOLUTION RETENUE**

2 Il ressort de l'analyse technico-économique effectuée par le Transporteur que
3 l'intégration privilégiée pour la centrale de l'Eastmain-1 est celle à 315 kV jusqu'au
4 poste de la Nemiscau.

5 En effet, cette solution est non seulement acceptable au plan technique, mais elle
6 demeure la plus économique tout en minimisant les impacts sur l'environnement.

7 La solution retenue consiste donc à :

- 8 • Aménager un poste extérieur à 315 kV sur la rive gauche du canal de fuite
9 de la centrale de l'Eastmain-1, en prévoyant le raccordement au jeu de
10 barres des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, et en
11 aménageant un bâtiment de protection jumelé à un bâtiment d'entretien.
12 Les transformateurs de puissance et la protection associée seront installés
13 à la centrale ;
- 14 • Construire une ligne biterne à 315 kV d'une longueur de 59 km, en utilisant
15 certains équipements du projet reporté Grand-Brûlé–Vignan dont les
16 caractéristiques correspondent aux exigences du présent projet ;
- 17 • Aménager une nouvelle section 735-315 kV au poste de la Nemiscau,
18 utilisant deux unités monophasées du poste Hertel et une de Radisson, et
19 trois unités monophasées provenant de la banque d'appareillage majeur ;
- 20 • Augmenter la capacité en courant des batteries de compensation série des
21 postes de La Vérendrye et de la Chamouchouane ;
- 22 • Devancer le remplacement du transformateur T-3 au poste Hertel ;
- 23 • Retirer un transformateur monophasé au poste de Radisson ;
- 24 • Installer une batterie de 345 MVAR au jeu de barres à 315 kV du poste
25 Hertel ;
- 26 • Modifier la protection du poste de La Prairie en coordination avec l'ajout de
27 la nouvelle batterie de condensateurs au poste Hertel ; et
- 28 • Procéder à l'installation d'un disjoncteur à 735 kV.

Annexe A
Intégration des centrales
de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A

Études d'impact

**Intégration des centrales
Eastmain-1, Eastmain-1-A
Études d'impact**

Table des matières

	PAGE
RÉSUMÉ	1
1. LE PROJET.....	2
2. LE RÉSEAU D'INTÉGRATION.....	4
3. LES ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT	5
3.1 Études de stabilité.....	5
3.2 Courants dans les installations de compensation série.....	5
4. LES PERTES DE TRANSPORT	7
4.1 Les pertes en puissance	7
4.2 Les pertes en énergie	7

Résumé

La rivière Eastmain coule vers la Baie James dans le nord-ouest québécois, immédiatement au nord du complexe NBR à environ 750 km de Montréal. Deux projets sont à l'étude sur cette rivière, à savoir :

- construire en 2008 une première centrale de 480 MW, Eastmain-1, au kilomètre 215 de la rivière ;
- développer sur le même site une deuxième centrale, Eastmain-1-A, de 800 MW en 2010.

Le réseau d'intégration retenu pour ces deux projets se limite à une ligne biterne à 315 kV de près de 60 kilomètres qui relie le site de la centrale de l'Eastmain-1 au poste de Némiscau sur le réseau de transport de la Baie James (RTBJ). Évalués en dollars de 2001, les coûts globaux requis pour l'intégration des deux projets sont estimés à 45 millions en équipements de lignes et à 89 millions en équipements de postes. On peut examiner à la figure 1 le schéma de liaison préconisé.

L'impact mesuré sur les infrastructures du réseau de transport à très haute tension est mineur, même lorsque les deux projets sont considérés conjointement. Sur le RTBJ, l'impact se limite à la mise à niveau du courant nominal de neuf installations de compensation série en trois postes ainsi qu'à l'ajout de bancs de condensateurs shunt dans la région de Montréal. Les investissements requis pour ces équipements sont respectivement de 26,3 et 8,5 millions, toujours en dollars de 2001. On estime que 21,6 millions de ces investissements seraient requis en 2008 et 13,2 millions en 2010.

Les pertes de transport en puissance reliées à l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 sont évaluées à 35 MW, lesquelles généreront des pertes en énergie de 0,13 TWh. Deux ans plus tard, l'ajout de la centrale de l'Eastmain-1-A fera augmenter les pertes en puissance d'un autre 75 MW, portant à 110 MW et 0,77 TWh les pertes reliées à l'ensemble des deux projets.

Finalement, on anticipe que quelques mois seront nécessaires pour la mise à jour de l'avant-projet d'Eastmain-1 tandis que l'on peut s'attendre à un délai de deux ans pour la réalisation de la phase projet. Pour Eastmain-1-A, les délais anticipés correspondants sont respectivement d'un an et demi et de deux ans. Ces délais nous servent à évaluer et autoriser le début des activités qui permettront de respecter la date de mise en service de chacune des centrales.

1. Le projet

La rivière Eastmain coule d'est en ouest dans le nord québécois pour se jeter dans la Baie James à mi-chemin entre les rivières Rupert et La Grande. En 1993, Hydro-Québec Production obtenait les permis requis pour la réalisation d'une centrale de 480 MW au kilomètre 215 de l'embouchure de la rivière, soit le projet Eastmain-1. D'abord modifié, puis délaissé, le projet Eastmain-1 refait surface selon le concept initial de 1993, soit trois groupes de 160 MW et une mise en service prévue pour 2008.

Le Plan de développement prévoit aussi un deuxième projet, Eastmain-1-A, qui consiste à réaliser une dérivation de la rivière Rupert vers la rivière Eastmain et à développer, au site d'Eastmain-1, une seconde centrale de 800 MW. La mise en service prévue pour cette deuxième centrale serait 2010.

Pour évaluer l'impact de ces deux projets sur le réseau de transport, nous utiliserons, à la demande de notre client, le plan de développement suivant pour satisfaire aux futurs besoins québécois de puissance et d'énergie :

- SM-3 : 870 MW en 2003 ;
- Grand-Mère : gain de 81 MW en 2004 ;
- Rééquipement Outardes-3 : gain de 254 MW de 2003 à 2006 ;
- Toulnostouc : 465 MW en 2005 ;
- Mercier : 36 MW en 2005 ;
- Du Suroît : 800 MW en 2006 ;
- Chute-Allard : 58 MW en 2007 ;
- Rapides-des-Coeurs : 80 MW en 2007 ;
- Romaine-1 : 54 MW en 2007 ;
- Tabaret : 132 MW en 2009 ;
- Péribonka : 433 MW en 2009.

Le réseau qui a servi de base à cette étude d'impact a aussi été implémenté des éléments suivants par rapport au réseau actuellement en service :

- ajout de 15 ohms et mise à niveau de 400 ampères des installations de compensation série de Bergeronnes ;
- ajout d'une batterie de condensateurs shunt de 345 mégavars au poste Jacques-Cartier 315 kV ;
- ajout d'un quatrième transformateur 735-315 au poste de Duvernay ;

-
- ajout de deux installations de compensation série de 28 ohms sur la ligne 161 kV qui relie la centrale de la Romaine au poste Arnaud ;
 - divers condensateurs dans la charge pour maintenir les facteurs de puissance à un niveau satisfaisant.

Ces ajouts font partie de projets déjà approuvés et d'études d'impact en cours ou découlent naturellement de l'évolution du réseau interconnecté.

2. Le réseau d'intégration

La centrale de l'Eastmain-1, dans son concept de 1993, était intégrée au poste de Némiscau par une ligne biterne à 315 kV de 70 kilomètres, laquelle longeait la route d'accès au chantier. En 1995, une nouvelle étude optimisait le tracé de la ligne pour en réduire la longueur à 59,2 kilomètres. Cette étude faisait suite à une réévaluation de 480 à 1280 MW de la puissance totale à être installée sur la rivière Eastmain.

Dans le mandat qu'il nous a confié, notre client nous a spécifiquement demandé que le réseau d'intégration retenu ait une capacité de transit de 1280 MW dès la phase initiale. Aussi, nous avons considéré que la solution de l'étude de 1995 satisfaisait totalement à ces exigences.

Au poste à la centrale, le schéma retenu (voir figure 1) permet d'intégrer directement les trois groupes prévus au site d'Eastmain-1 et une biterne à 315 kV en provenance d'Eastmain-1-A distant d'environ un kilomètre. Nous avons aussi prévu l'espace pour une ligne monoterne supplémentaire en vue de la réalisation possible du projet La Sarcelle.

À l'autre extrémité de la ligne, deux transformateurs 735-315 de 1100 MW sont ajoutés au poste de Némiscau pour compléter l'intégration des deux projets.

Au total, le réseau d'intégration nécessitera 140 millions d'investissements évalués en dollars de 2001. Ces investissements peuvent être répartis de la façon suivante :

	Poste	Ligne	Total
Eastmain-1 en 2008 :	72	44	116
Eastmain-1-A en 2010 :	17	1	18
Total :	89	45	134

3. Les équipements de transport

3.1 Études de stabilité

Nous avons vérifié la stabilité de l'ensemble du réseau interconnecté, selon les tests habituels, pour des puissances intégrées de 480 et 1280 MW.

Pour le projet Eastmain-1, de 480 MW, les résultats ont montré un réseau stable et bien amorti pour tous les cas simulés. Les essais les plus sévères se sont avérés être les pertes de deux lignes parallèles au sud du poste La Vérendrye. Pour ce type d'événement, le recours au délestage en sous-tension s'avère très efficace et demeure bien en deçà de la limite permise de 1500 MW.

Dans l'éventualité où la centrale de l'Eastmain-1-A serait ajoutée en 2010, la stabilité en tension du réseau interconnecté n'est plus assurée lors de la simulation de la perte d'une ligne en réseau dégradé au sud du poste de La Vérendrye. On peut pallier à ce problème en ajoutant à Montréal une batterie de condensateurs shunt de 345 mégavars sur la section à 315 kV du poste Hertel et une batterie de 190 mégavars à 230 kV au poste de Boucherville.

Ces ajouts permettent de bien stabiliser le réseau en tension, procurent une légère marge de manoeuvre quant à la puissance réactive requise et permettent de bien distribuer les inductances en charge à la pointe. On évalue à 8,5 millions de dollars 2001 les coûts associés à ces nouveaux équipements.

3.2 Courants dans les installations de compensation série

Nous avons d'abord vérifié les installations de compensation série du réseau de transport interconnecté avant l'intégration des centrales de la rivière Eastmain. Les résultats ont montré que les courants nominaux de toutes les installations actuelles sont adéquats, même après l'intégration de 2001 à 2008 de toutes les centrales mentionnées à l'item 1 de ce rapport.

Si nous limitons notre étude à la seule intégration des 480 MW de la centrale de l'Eastmain-1, on constate que les courants nominaux des installations de La Vérendrye et de Chamouchouane sont tous deux excédés de 100 ampères. La mise à niveau de ces courants devrait coûter 18,7 millions évalués en dollars de 2001, soit 9,9 millions au poste de La Vérendrye et 8,8 millions à Chamouchouane.

Dans le cas plus global où les deux centrales seraient intégrées au réseau, des mises à niveau des courants aux installations des postes Abitibi (200 ampères), La Vérendrye (300 ampères) et Chamouchouane (200 ampères) seraient requises. Ces coûts, toujours évalués en dollars de 2001, sont respectivement de 4,7, 12,2 et 9,4 millions.

Puisque les courants nominaux des postes de La Vérendrye et Chamouchouane seraient enfreints dès 2008 lors de l'intégration des 480 MW d'Eastmain-1, on assume que 21,6 millions seraient requis en 2008 et 4,7 millions en 2010.

4. Les pertes de transport

4.1 Les pertes en puissance

L'évaluation des pertes en puissance sur les réseaux de transport et de répartition et associée à l'intégration d'une nouvelle centrale, s'est faite selon les hypothèses de travail suivantes :

- utilisation des équipements de puissance réactive du réseau de transport pour en maintenir intégralement le profil de tension avec et sans la centrale à l'étude ;
- fixer les besoins prioritaires pour éviter les variations de pertes en puissance sur les réseaux de distribution ;
- utilisation des centrales thermiques près de la charge pour maintenir la barre d'équilibre à une valeur constante ; cette hypothèse de travail permet de limiter la variation de transit sur le réseau de transport à la seule valeur de la centrale à l'étude.

Selon cette méthode, on obtient en 2008 un écart de 35 MW de pertes résistives avant et après l'intégration des 480 MW de la centrale Eastmain-1. En 2010, l'écart mesuré est de 75 MW dû aux 800 MW de la centrale de l'Eastmain-1-A. Pour les deux projets, les pertes en puissance cumulatives de 110 MW représentent 8,6 % de la puissance totale des deux projets.

4.2 Les pertes en énergie

Selon le tableau "Offre potentielle pour satisfaire les futurs besoins de puissance et d'énergie" que nous a fait parvenir notre client, le facteur d'utilisation de la centrale de l'Eastmain-1 sera de 0,64, soit une production de 2,7 TWh générée avec une puissance de 480 MW. De ces données, on évalue le facteur de pertes à 0,433 et les pertes en énergie dues à Eastmain-1 à 0,13 TWh annuellement.

Pour la centrale de l'Eastmain-1-A, le même tableau cité précédemment spécifie que le gain en énergie de 10,1 TWh associé aux 800 MW générés inclut les gains escomptés de la dérivation de la Rupert vers le complexe La Grande. En supposant que les deux centrales à l'étude, sises toutes deux sur le même réservoir, devraient avoir le même facteur d'utilisation, on évalue à 0,28 TWh les pertes en énergie reliées directement à Eastmain-1-A.

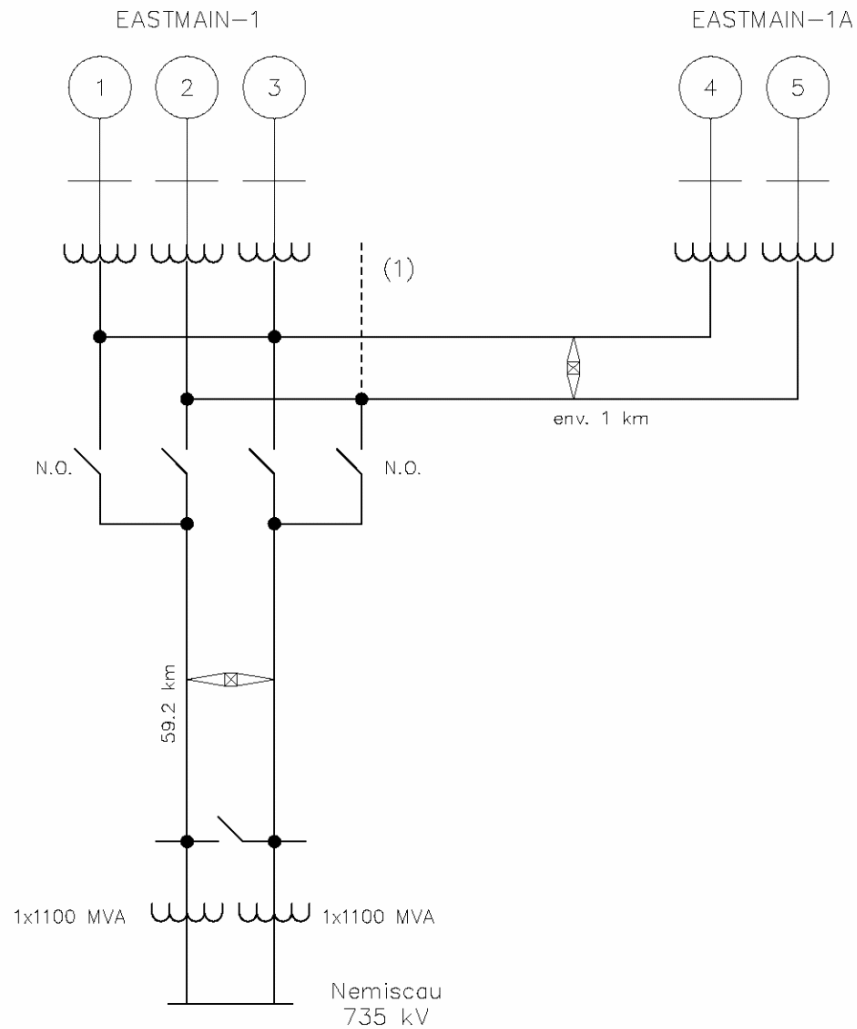
Selon cette hypothèse, Eastmain-1-A générerait annuellement 4,5 TWh, ce qui laisse un gain de 5,6 TWh pour les centrales LG-1, LG-2 et LG-2-A. Ensemble, ces trois centrales, qui totalisent présentement 8772 MW et 44,3 TWh, verraient leur facteur d'utilisation combiné passer de 0,58 à 0,65. Les pertes en énergie dues à ce nouvel apport sont évaluées à 0,36 TWh.

Selon l'hypothèse retenue, les deux projets à l'étude totaliseraient, globalement, des pertes en énergie de 0,77 TWh, soit 6,0 % de l'apport total de 12,8 TWh.

Tableau 1
Récapitulatif des pertes

		EM-1	EM-1-A	LG-1 LG-2	TOTAL
Gain en puissance	(MW)	480	800	0	1280
Pertes associées	(MW)	35	75	0	110
	(%)	7,3	9,4		8,6
Gain en énergie	(TWh)	2,7	4,5	5,6	12,8
Pertes associées	(TWh)	0,13	0,28	0,36	0,77
	(%)	4,8	6,2	6,4	6,0

Figure 1



Alternateurs # 1, 2, 3: 168,5 MVA, F.P.=0,95 @ 15°C
 Alternateurs # 4 et 5: 420,0 MVA, F.P.=0,95 @ 15°C

Note:

(1) Possibilité d'intégration du projet La Sarcelle

DIRECTION PLANIFICATION DES ACTIFS ET AFFAIRES RÉGLEMENTAIRES
 UNITÉ PROGRAMME ET STRATÉGIES DU RÉSEAU PRINCIPAL

DESSINÉ M.LEMIRE

PROJETÉ L.SOULIÈRES, ing.

APPROUVÉ

APPROUVÉ

R. DE T. 3877-607

DATE 2002-02-28

ÉCHELLE

REVISION 2002-03-26



DIMENSIONS EN mm.

Hydro-Québec TransÉnergie

EASTMAIN-1 NEMISCAU LIGNE À 315 kV

RACCORDEMENT DES CENTRALES
 EASTMAIN-1 ET EASTMAIN-1-A
 SCHÉMA DE LIAISON PROPOSÉ

APPROUVÉ

APPROUVÉ

APPROUVÉ

38772015000201A PL4

**Description et justification du projet
en relation avec les objectifs**

**PREUVE EN CHEF DE
TRANSÉNERGIE**

TABLE DES MATIÈRES

1	Description du projet.....	5
1.1	Volet 1 – Raccordement de la centrale	6
1.1.1	Poste de départ de l'Eastmain-1	7
1.1.2	Ligne Eastmain-1 – Nemiscau 315 kV	8
1.1.3	Poste d'intégration de la Nemiscau	9
1.1.4	Poste Hertel.....	10
1.1.5	Poste de Radisson	10
1.2	Volet 2 – Renforcement du réseau.....	10
1.2.1	Poste de la Chamouchouane.....	11
1.2.2	Poste de La Vérendrye	11
1.2.3	Poste Hertel.....	11
1.2.4	Poste de La Prairie.....	12
1.3	Volet 3 – Projet distinct réalisé simultanément.....	12
1.3.1	Poste Hertel.....	13
2	Justification du projet en fonction des objectifs	13
2.1	Intégration de la production de la centrale de l'Eastmain-1	13
2.2	Intégration prévue des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle	14
2.3	Le projet doit être techniquement réalisable.....	14
2.4	Respecter la mission de TransÉnergie.....	14
2.5	Optimisation économique	15
2.6	Respect des critères de conception du réseau principal.....	15

Annexes

Annexe A	Intégration de la centrale de l'Eastmain-1 au réseau – Schéma unifilaire
Annexe B	Poste de la centrale de l'Eastmain-1 – Schéma unifilaire
Annexe C	Poste de la Nemiscau – Schéma unifilaire
Annexe D	Poste Hertel – Schéma unifilaire
Annexe E	Poste de Radisson – Schéma unifilaire
Annexe F	Poste de la Chamouchouane – Schéma unifilaire
Annexe G	Poste de La Vérendrye – Schéma unifilaire
Annexe H	Poste de La Prairie – Schéma unifilaire
Annexe I	Échéancier directeur – Intégration de la centrale de l'Eastmain-1 au réseau de transport d'Hydro-Québec

1 **1 DESCRIPTION DU PROJET**

2 Après avoir identifié la solution optimale à l'étape de la réalisation de l'étude
3 d'impact sur le réseau de transport, les caractéristiques de la solution retenue par
4 le Transporteur sont précisées au moment de la préparation du cahier des
5 charges et du mandat d'avant-projet. Les avant-projets viennent confirmer la
6 faisabilité de la solution retenue et l'identification des contraintes techniques et
7 économiques reliées au projet. Les composantes du projet décrites ci-dessous
8 tiennent compte des précisions apportées à l'étape de l'avant-projet, tel qu'il
9 appert au schéma 1 de la pièce HQT-3, document 1.

10 À la fin des années 1980, Hydro-Québec avait comme objectif de mettre en
11 service en 1996 les 480 MW de production de la centrale de l'Eastmain-1. Ainsi,
12 afin d'obtenir l'information nécessaire à l'obtention des autorisations, Hydro-
13 Québec avait réalisé, à cette époque, des avant-projets partiels concernant la
14 centrale, le poste de la Nemiscau et la ligne à 315 kV Eastmain-1–Nemiscau. Ces
15 avant-projets ont par conséquent servi de référence pour les nouveaux avant-
16 projets.

17 La centrale de l'Eastmain-1 dans sa version actuelle est une centrale extérieure
18 composée de trois groupes turbine alternateurs de 160 MW. L'énergie annuelle
19 produite par la centrale est présentement évaluée à 2,7 TWh mais sera réduite à
20 2,0 TWh lors de la mise en exploitation de la centrale de l'Eastmain-1-A.

21 En ce qui a trait à l'intégration de la centrale, le poste de la Nemiscau a été
22 préféré au poste Albanel car une intégration au poste Albanel aurait nécessité une
23 ligne plus longue de 32 km.

24 De plus, l'ajout d'un palier de transformation à 735-315 kV au poste de la
25 Nemiscau permet d'utiliser l'enroulement tertiaire des transformateurs comme
26 source et ainsi assurer une meilleure alimentation à la charge locale,
27 présentement desservie par le poste de la Nemiscau. Cette charge tire
28 actuellement son alimentation des deux compensateurs statiques du poste.

1 Tel que plus amplement expliqué à la pièce HQT-4, document 1, la tension
2 retenue pour le réseau d'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 est de 315 kV.
3 En effet, ce niveau de tension est présentement utilisé, en plus du 735 kV, pour
4 l'intégration au réseau des centrales situées sur le territoire de la Baie-James. Ce
5 niveau de tension permettra ainsi à l'exploitant de compter sur l'expérience
6 acquise avec l'exploitation d'équipements à ce niveau de tension et sur une
7 réserve d'accessoires et d'équipement déjà disponibles au niveau du territoire tout
8 en facilitant du même coup l'exploitation et l'entretien.

9 Ce choix se veut également judicieux sur le plan économique puisqu'il permet de
10 réutiliser des transformateurs 735-315 kV qui doivent être retirés des postes de
11 charges afin de réduire le niveau de court-circuit. À noter qu'il était d'ores et déjà
12 prévu à la CBJNQ qu'une ligne biterne à 315 kV serait requise pour l'intégration
13 de la centrale de l'Eastmain-1 au poste de la Nemiscau.

14 Le projet d'intégration de la centrale de l'Eastmain-1, faisant l'objet de la présente
15 demande à la Régie, a été scindé en trois volets. Le premier volet concerne les
16 besoins reliés au raccordement de la centrale au réseau alors que le deuxième
17 volet a trait aux améliorations requises pour transiter la production de la centrale
18 sur le réseau. Un troisième volet du projet n'est pas relié à l'intégration de la
19 centrale en soi, mais il s'avère toutefois justifié afin de regrouper et de coordonner
20 les interventions dans les postes.

21 **1.1 Volet 1 – Raccordement de la centrale**

22 Le volet raccordement de la centrale vise tous les équipements requis pour
23 raccorder électriquement la centrale au réseau, soit : le poste de départ à la
24 centrale de l'Eastmain-1, la ligne de transport à 315 kV et le poste intégrateur de
25 la Nemiscau.

26 Un schéma unifilaire de ces équipements est présenté à l'annexe A.

1 Il sera également question, dans la présente section, des postes de Radisson et
2 Hertel puisque le projet au poste de la Nemiscau requiert des appareils
3 actuellement installés aux postes précités.

4 **1.1.1 Poste de départ de l'Eastmain-1**

5 Dans les variantes étudiées en 1993, les transformateurs et les disjoncteurs de
6 manœuvres étaient localisés sur le toit de la centrale. Dans l'aménagement
7 retenu, les transformateurs 13.8-315 kV sont localisés sur le tablier aval de la
8 centrale. Les coûts nécessaires à l'aménagement de ce tablier ne permettent pas
9 de considérer l'installation des disjoncteurs à proximité des transformateurs. Les
10 disjoncteurs seront donc installés dans un poste extérieur aménagé sur la rive
11 gauche de la rivière Eastmain, à environ 200 mètres du bâtiment de la centrale.
12 Le schéma unifilaire du poste est présenté à l'annexe B.

13 Les études d'impact réalisées pour l'intégration des centrales de la Sarcelle et de
14 l'Eastmain-1-A ont révélé que ces centrales seraient avantageusement intégrées
15 au poste de départ de la centrale de l'Eastmain-1. Ainsi, le schéma unifilaire et
16 l'aménagement du poste ont été prévus de façon à permettre l'intégration
17 éventuelle de ces deux centrales au poste de l'Eastmain-1.

18 Par ailleurs, l'espace disponible dans le bâtiment de la centrale ne permet pas
19 d'installer les protections requises par le Transporteur pour l'arrangement ultime
20 du poste de départ. Un bâtiment de protection est donc prévu à ce poste de
21 départ pour y installer les panneaux de protection. Toutefois, les protections des
22 transformateurs 13.8-315 kV seront installées dans une salle du bâtiment de la
23 centrale réservée à l'usage exclusif des employés d'Hydro-Québec TransÉnergie.

24 Lors de la définition des besoins préalable à la réalisation de l'avant-projet, il est
25 apparu nécessaire pour le Transporteur de disposer d'un bâtiment d'entretien au
26 poste de départ pour permettre les interventions sur l'appareillage lors de
27 conditions climatiques difficiles. Ce bâtiment sera annexé au bâtiment de
28 protection de façon à partager les services.

1 **1.1.2 Ligne Eastmain-1–Nemiscau à 315 kV**

2 La centrale de l'Eastmain-1 est située sur la rivière Eastmain, immédiatement en
3 amont du réservoir Opinaca du complexe La Grande. La centrale est par
4 conséquent située à une distance d'environ 60 km au nord-est du poste de la
5 Nemiscau.

6 Pour intégrer la production de la centrale, une nouvelle ligne à 315 kV d'une
7 longueur de 59 km sera construite entre le poste de départ de l'Eastmain-1, situé
8 à proximité de la centrale, et le poste de la Nemiscau. La moitié du tracé de la
9 nouvelle ligne longera les lignes actuelles à 735 kV qui rejoignent le poste de la
10 Nemiscau en provenance du poste de Radisson.

11 La nouvelle ligne comprendra deux circuits à 315 kV afin de permettre l'intégration
12 au poste de l'Eastmain-1 de la production éventuelle des centrales de
13 l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle. Le deuxième circuit sera installé dès l'étape
14 initiale afin de profiter de la présence des équipes de construction et de limiter les
15 pertes énergétiques. Chacun des circuits de la ligne sera constitué de trois
16 faisceaux de deux conducteurs de 1354 MCM. Le câble de garde sera constitué
17 de fibres optiques afin d'assurer les besoins de télécommunications reliés à
18 l'exploitation et l'entretien de la centrale.

19 Lors de l'avant-projet préliminaire de 1995, il était prévu d'utiliser, pour les pylônes
20 d'alignement, des pylônes en treillis métalliques retenus par des haubans. Tel qu'il
21 appert à la section 1.2.4 de la pièce HQT-4, document 1, la disponibilité
22 d'équipements, rendue possible suite au report du projet Grand-Brûlé–Vignan,
23 permet la réutilisation des pylônes, des câbles et des accessoires approvisionnés
24 dans le cadre de ce projet et qui sont présentement entreposés. Les pylônes de la
25 ligne Eastmain-1–Nemiscau seront donc en treillis métalliques de type
26 autoporteur, c'est-à-dire reposant sur quatre pieds, plutôt que retenus par des
27 haubans.

1 **1.1.3 Poste d'intégration de la Nemiscau**

2 La conception initiale du poste de la Nemiscau prévoyait l'espace pour l'ajout
3 éventuel d'une section 735-315 kV pour l'intégration de la production locale reliée
4 au projet NBR (Nottaway, Broadback, Rupert). Le présent projet au poste de la
5 Nemiscau consiste à aménager une section de transformation 735-315 kV
6 comprenant deux départs à 315 kV pour le raccordement de la ligne. Le schéma
7 unifilaire du poste de la Nemiscau est présenté à l'annexe C.

8 Cette nouvelle section sera constituée de deux transformateurs à 735 kV chacun
9 raccordés aux deux barres principales du poste par un disjoncteur à 735 kV. Le
10 jeu de barres à 315 kV sera composé de quatre disjoncteurs à 315 kV disposés
11 selon un arrangement bouclé.

12 Les deux transformateurs 735-315 kV utilisés pour le projet sont des appareils
13 déjà disponibles ou qui seront retirés du réseau dans le cadre du projet.

14 Un premier transformateur sera constitué de trois unités monophasées de
15 transformation provenant d'un transformateur d'une capacité de 1100 MVA qui a
16 déjà fait l'objet d'une réfection dans le cadre du projet reporté Grand-Brûlé-Vignan
17 et qui est présentement entreposé dans la banque d'appareillage majeure.

18 Le deuxième transformateur sera constitué de deux phases de deux unités
19 monophasées qui seront retirées du poste Hertel alors que la troisième unité
20 proviendra du poste de Radisson. Les phases du poste Hertel sont présentement
21 en service alors que celle de Radisson est hors service.

22 La charge locale et les services auxiliaires du poste de la Nemiscau tirent
23 actuellement leur alimentation des transformateurs des compensateurs statiques.
24 Il est prévu, dans le cadre de ce projet, d'alimenter ces charges à partir des
25 enroulements tertiaires des deux transformateurs 735-315 kV qui seront installés.

1 **1.1.4 Poste Hertel**

2 Il est prévu de remplacer à long terme les deux transformateurs du poste Hertel
3 ayant une impédance de 11% par des appareils de 20%, et ce afin de limiter le
4 niveau de court-circuit sur le jeu de barres à 315 kV. Ainsi, il est préférable de
5 devancer le remplacement de ces transformateurs lorsqu'il est possible de les
6 réutiliser dans un projet.

7 Le projet au poste Hertel consiste à retirer les deux unité monophasées de
8 transformation 735-315 kV installées à la position T-3 et à installer à cette position
9 trois nouvelles unités de 20% d'impédance. Les unités monophasées de
10 transformation retirées deviendront disponibles pour le projet au poste de la
11 Nemiscau. Le schéma unifilaire du poste Hertel est présenté à l'annexe D.

12 Somme toute, l'utilisation des deux phases du transformateur T-3 pour
13 l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 entraîne le devancement du
14 remplacement du transformateur T-3 par des appareils d'impédance de 20%.

15 **1.1.5 Poste de Radisson**

16 Le projet au poste de Radisson consiste à retirer l'unité monophasée de
17 transformation 735-315 kV installée à la position T-1C ainsi que les équipements
18 qui peuvent être réutilisés pour le présent projet. L'unité monophasée ainsi retirée
19 sera réutilisée pour l'addition au poste de la Nemiscau. Le schéma unifilaire du
20 poste de Radisson est présenté à l'annexe E.

21 **1.2 Volet 2 – Renforcement du réseau**

22 Le volet renforcement vise tous les équipements requis pour assurer le transport
23 de la puissance additionnelle de 480 MW sur le réseau, soient les additions ou les
24 modifications dans les quatre postes suivants : le poste de la Chamouchouane, le
25 poste de La Vérendrye, le poste Hertel et le poste de La Prairie.

1 **1.2.1 Poste de la Chamouchouane**

2 Le transit de puissance additionnelle sur le réseau entraînera une augmentation
3 du courant circulant dans les bancs de compensation série installés sur les trois
4 lignes à 735 kV arrivant au poste de la Chamouchouane.

5 Le projet consiste à augmenter la capacité en courant des bancs de compensation
6 série de 1800 A à 1928 A. Cette augmentation sera réalisée en ajoutant des
7 branches additionnelles de condensateurs sur la plate-forme existante. Avec
8 l'ajout de ces nouvelles branches, la capacité des batteries de compensation série
9 sera portée de 243 Mvar (25 ohm) à 279 Mvar (25 ohm). Le schéma unifilaire du
10 poste de la Chamouchouane est présenté à l'annexe F.

11 **1.2.2 Poste de La Vérendrye**

12 Le transit de puissance additionnelle sur le réseau entraînera une augmentation
13 du courant circulant dans les bancs de compensation série installés sur les trois
14 lignes à 735 kV arrivant au poste de La Vérendrye.

15 Le projet consiste à augmenter la capacité en courant des bancs de compensation
16 série de 2668 A à 2852 A. Cette augmentation sera réalisée en ajoutant des
17 branches additionnelles de condensateurs sur la plate-forme existante. Avec
18 l'addition de ces nouvelles branches, la capacité des batteries de compensation
19 série sera portée de 726 Mvar (34 ohm) à 776 Mvar (32 ohm). Le schéma
20 unifilaire du poste de La Vérendrye est présenté à l'annexe G.

21 **1.2.3 Poste Hertel**

22 Le transit de puissance additionnelle sur le réseau entraînera une augmentation
23 des pertes réactives. Ces pertes doivent être compensées pour rétablir la réserve
24 de puissance réactive requise au maintien de la stabilité et de la tension du
25 réseau.

1 Par conséquent, il est nécessaire d'installer une batterie de condensateurs shunt,
2 d'une capacité de 345 Mvar sur le jeu de barres à 315 kV du poste Hertel. L'ajout
3 comprendra l'installation d'un disjoncteur à 315 kV pour assurer la manœuvre et la
4 protection de la batterie.

5 Les études réalisées ont démontré que les disjoncteurs présentement installés
6 aux positions 300-13 et 300-14 n'avaient pas la capacité pour manoeuvrer la
7 batterie lors de la défaillance du disjoncteur associé directement à la batterie. Ces
8 disjoncteurs seront donc remplacés par de nouveaux disjoncteurs. Les
9 disjoncteurs libérés seront rendus disponibles pour des additions où leurs
10 caractéristiques leurs permettront d'être réutilisés. Le schéma unifilaire du poste
11 Hertel est présenté à l'annexe D.

12 **1.2.4 Poste de La Prairie**

13 L'addition de la batterie de condensateurs sur le départ de ligne du circuit 3062
14 nécessite la modification de la protection au poste de La Prairie, afin de couvrir la
15 défaillance d'opération du disjoncteur associé directement à la batterie de
16 condensateurs du poste Hertel. Le schéma unifilaire du poste de La Prairie est
17 présenté à l'annexe H.

18 Le projet au poste de La Prairie consiste à modifier la protection de façon à
19 ajouter la réception d'un signal de télédéclenchement, lequel, en cas de
20 défaillance au poste Hertel, isolera la batterie en mettant hors tension le circuit
21 3062.

22 **1.3 Volet 3 – Projet distinct réalisé simultanément**

23 Le troisième volet vise des équipements non reliés au projet d'intégration mais
24 pour lesquels les travaux doivent être réalisés simultanément afin d'assurer une
25 meilleure coordination des interventions.

1 **1.3.1 Poste Hertel**

2 L'arrangement actuel du poste Hertel fait en sorte qu'un défaut sur un des
3 disjoncteurs à 735 kV pourrait provoquer le déclenchement de deux
4 transformateurs à 735-315 kV. La totalité de la charge serait alors assumée par le
5 transformateur restant. En période de pointe, cette charge pourrait excéder la
6 capacité du transformateur et ainsi entraîner son déclenchement. Cela étant, il y
7 aurait perte de charge pour un défaut en simple contingence. Le schéma unifilaire
8 du poste Hertel est présenté à l'annexe D.

9 Or, les critères du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) auxquels le
10 Transporteur adhère ne permettent pas qu'un défaut en simple contingence sur le
11 réseau troncal entraîne une perte de charge, le réseau troncal étant l'ossature du
12 réseau principal où les perturbations ont une incidence sur les réseaux
13 interconnectés.

14 Pour se conformer aux critères du NPCC, la solution retenue consiste donc à
15 ajouter un deuxième disjoncteur à 735 kV à proximité du disjoncteur
16 problématique. Cette solution permettra ainsi de faire passer de deux à un le
17 nombre de transformateurs déclenchés pour un défaut de disjoncteur.

18 **2 JUSTIFICATION DU PROJET EN FONCTION DES**
19 **OBJECTIFS**

20 **2.1 *Intégration de la production de la centrale de***
21 ***l'Eastmain-1***

22 L'objectif du projet consiste à assurer l'intégration au réseau de transport des
23 480 MW de production de la centrale de l'Eastmain-1 à compter du 16 août 2006.

24 Le projet décrit précédemment permet d'une part de raccorder la nouvelle centrale
25 au réseau de transport et d'autre part, d'augmenter la capacité de transport du
26 réseau afin d'assurer le transport de cette production additionnelle jusqu'aux
27 centres de charges.

1 **2.2 *Intégration prévue des centrales de l'Eastmain-1-A et de***
2 ***la Sarcelle***

3 À la demande du client, l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 doit permettre
4 l'intégration des futures centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle. Selon le
5 Producteur, la mise en service de ces centrales devrait s'échelonner sur une
6 période de quatre ans suivant la mise en service de la centrale de l'Eastmain-1.

7 Le projet d'intégration de la centrale de l'Eastmain-1, tel que décrit précédemment,
8 a donc été conçu de façon à satisfaire cette exigence. Tel qu'illustré aux schémas
9 unifilaires joints en annexe, les aménagements et la capacité des équipements ont
10 été établis de façon à faciliter et permettre l'intégration éventuelle des
11 équipements requis pour l'intégration des futures centrales de l'Eastmain-1-A
12 (768 MW) et de la Sarcelle (140 MW).

13 **2.3 *Le projet doit être réalisable au plan technique***

14 Le Transporteur considère que le projet est réalisable au plan technique, tant du
15 point de vue de l'échéancier que du point de vue électrique.

16 Les avant-projets réalisés à ce jour ont permis de confirmer la faisabilité du projet
17 et de préciser les contraintes inhérentes au projet. Ce projet comporte en fait très
18 peu de risques puisqu'il fait appel à des équipements d'usage courant. De plus,
19 dans certains cas tel que l'ajout au poste de la Nemiscau et l'augmentation de la
20 compensation série, ces contraintes avaient été prévues lors de leurs conceptions
21 initiales diminuant d'autant les risques.

22 La disponibilité des transformateurs et des composantes de la ligne est un
23 élément qui facilite le respect de l'échéancier directeur présenté à l'annexe I du
24 présent document.

25 **2.4 *Respecter la mission de TransÉnergie***

26 La mission de TransÉnergie est notamment d'offrir un service de transport qui
27 répond aux besoins des clients.

1 Ainsi, le projet décrit précédemment s'inscrit dans cette mission de base. La
2 réalisation du projet permettra d'offrir un service de transport au client pour la
3 puissance de sa nouvelle centrale.

4 **2.5 Optimisation économique**

5 Le projet sous étude a été optimisé de façon à s'assurer que les équipements
6 recommandés représentent la meilleure solution au point de vue économique pour
7 satisfaire les objectifs. C'est ainsi que le projet est basé sur une réutilisation
8 maximale des équipements, soient ceux devant être libérés ou ceux déjà
9 disponibles dans la banque d'appareillage.

10 Depuis le report du projet Grand-Brûlé–Vignan 315 kV, des transformateurs et des
11 composantes de lignes à 315 kV sont entreposés dans la banque d'appareillage.
12 Le projet d'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 tire donc profit de cette
13 situation en favorisant la réutilisation de ces équipements disponibles. Cette
14 orientation permet de réduire les coûts d'approvisionnement et d'éliminer les frais
15 reliés à l'entreposage.

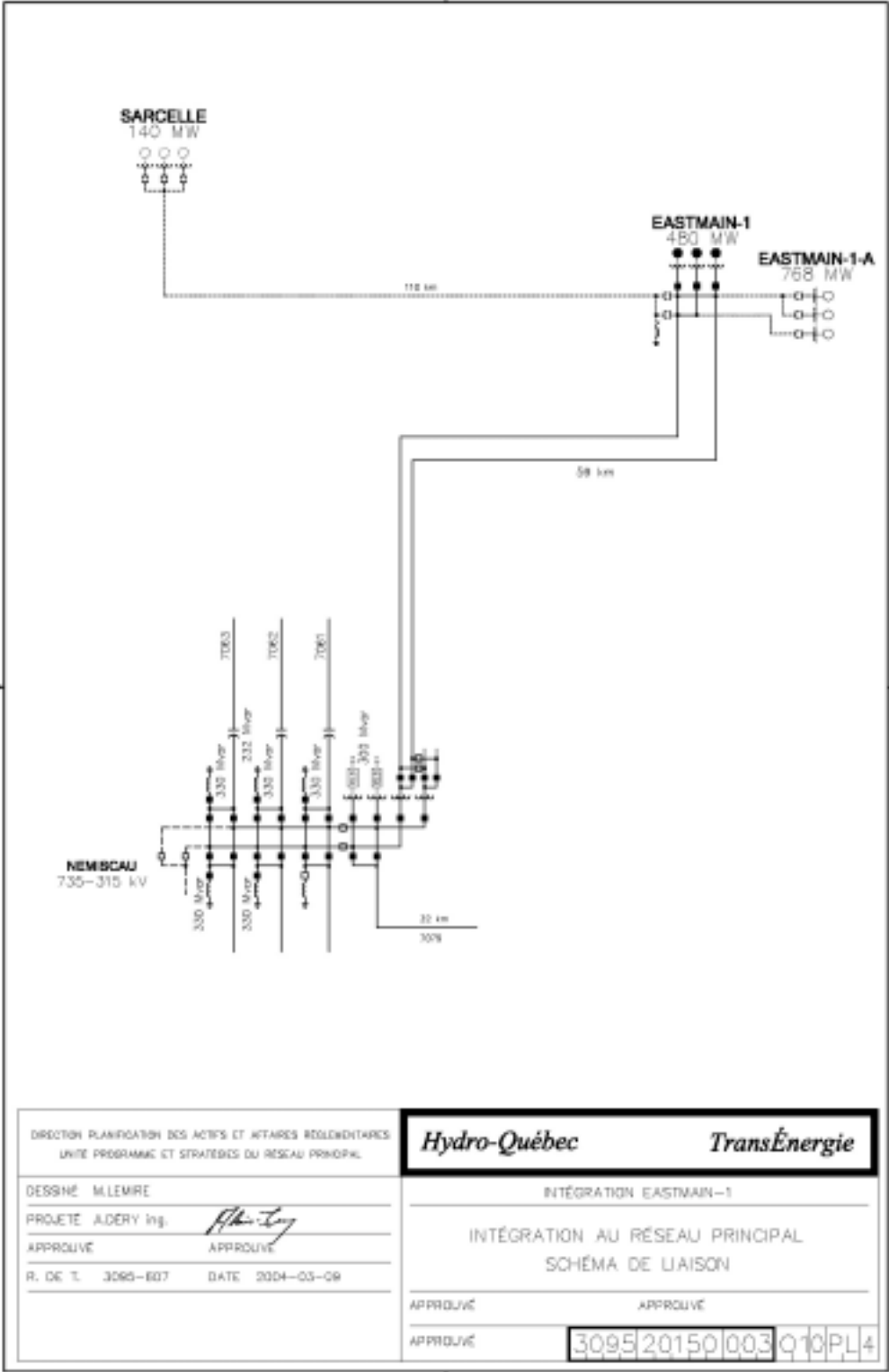
16 De plus, le projet présenté utilise un transformateur qui devra être retiré
17 éventuellement du poste Hertel afin de limiter la puissance de court-circuit sur les
18 jeux de barres à 315 kV. Comme ce transformateur peut être utilisé uniquement
19 pour des projets de centrale, il s'avère avantageux d'en devancer le
20 remplacement.

21 Le projet respecte donc l'objectif d'optimisation économique.

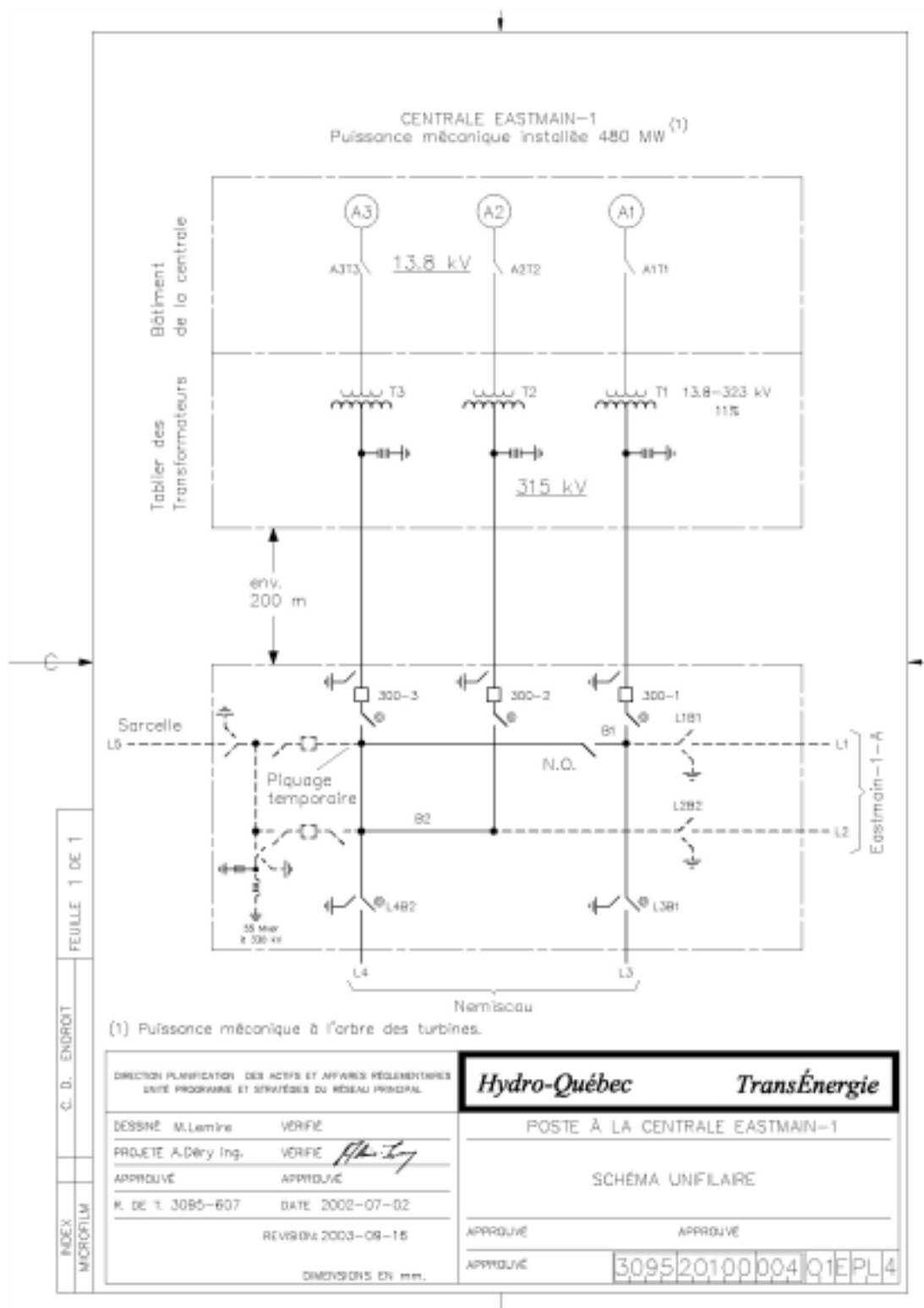
22 **2.6 Respect des critères de conception du réseau principal**

23 Comme il sera raccordé au réseau de transport principal, le projet d'intégration de
24 la centrale de l'Eastmain-1 a été défini de façon à s'assurer qu'il respecte les
25 critères de conception du réseau de transport principal.

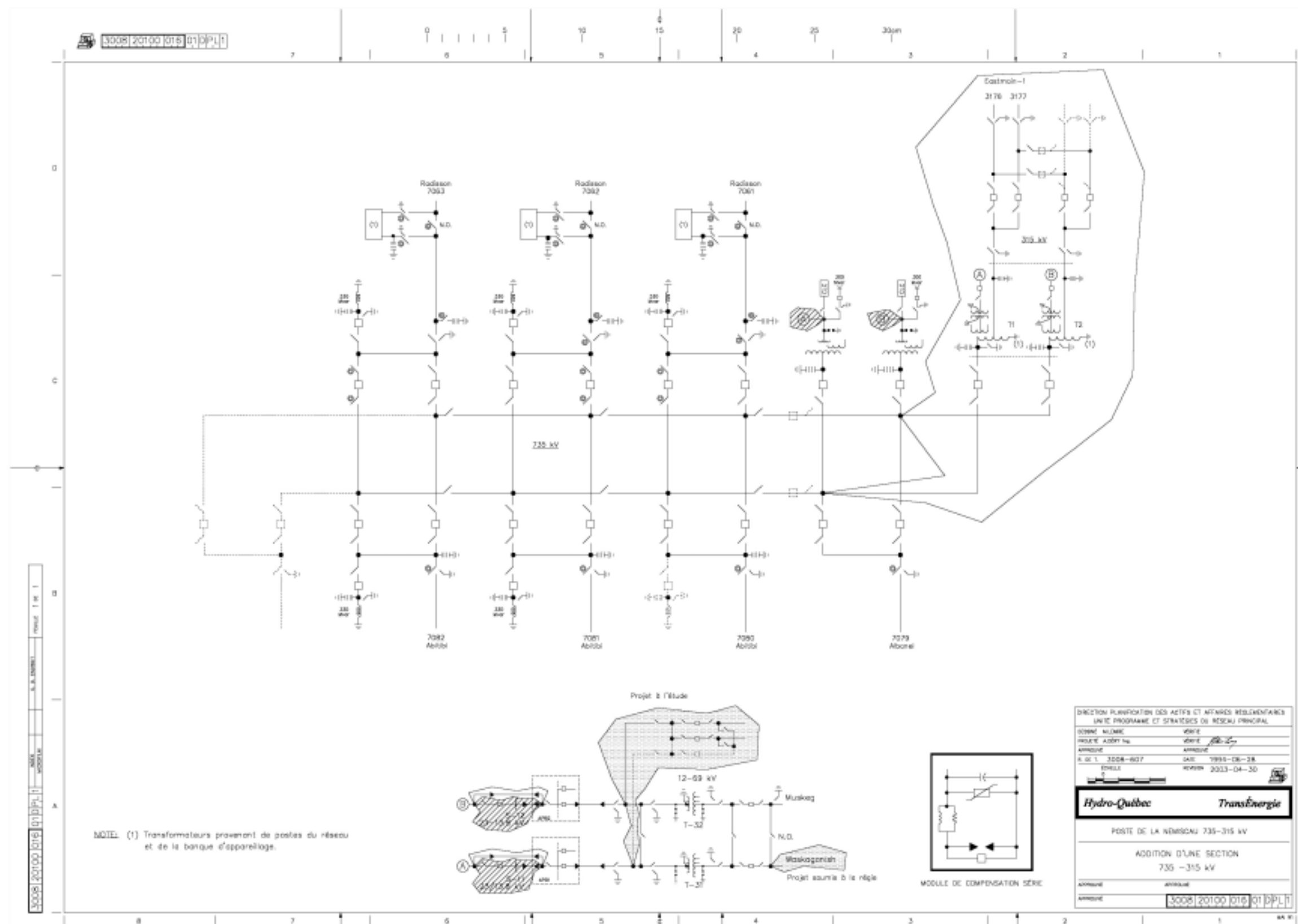
Annexe A
Intégration de la centrale
de l'Eastmain-1 au réseau
– schéma unifilaire



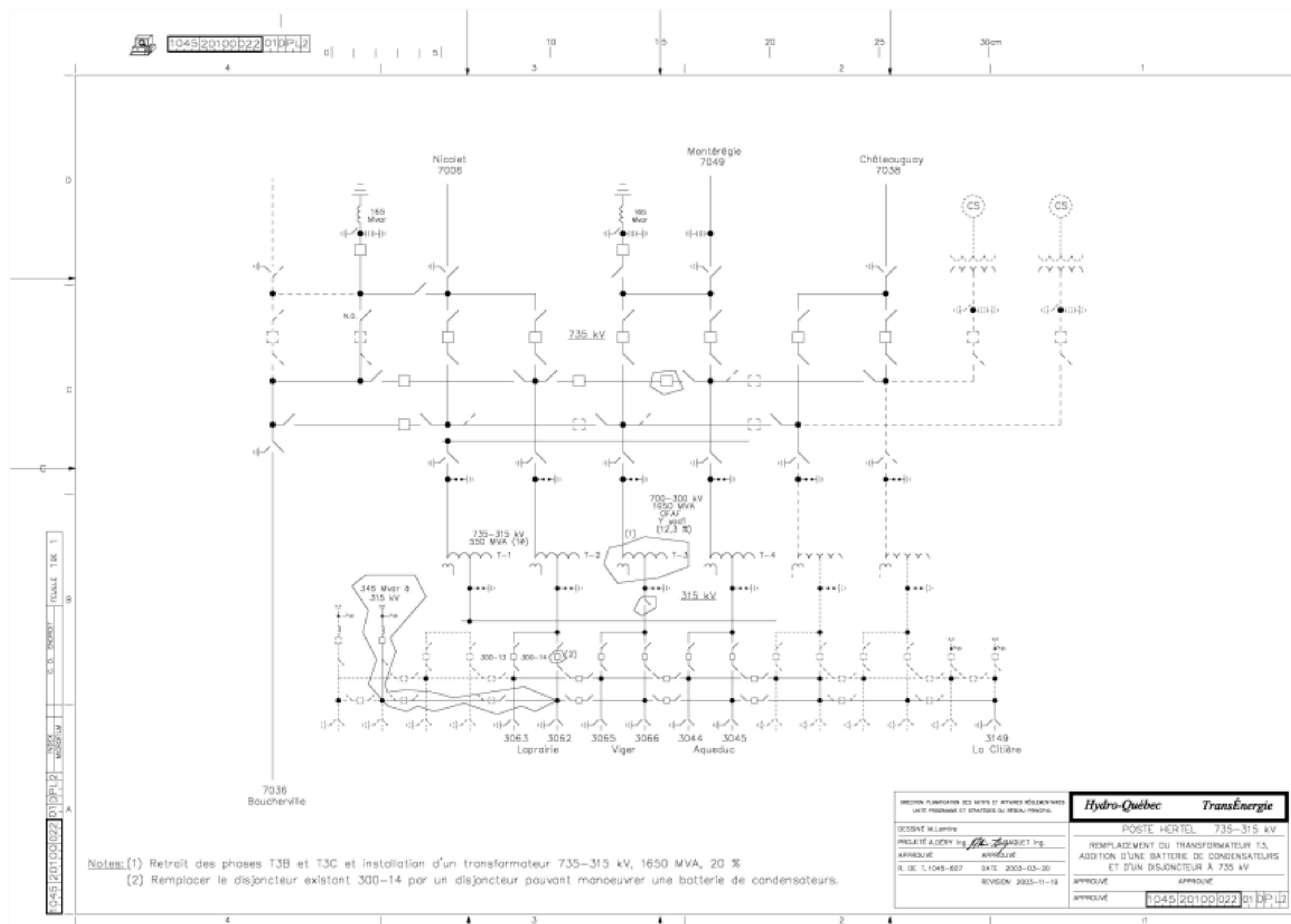
**Annexe B
poste de départ
de l'Eastmain-1 13,8-315 kV
– schéma unifilaire**



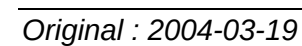
Annexe C
poste de la Nemiscau 735-315 kV
– schéma unifilaire



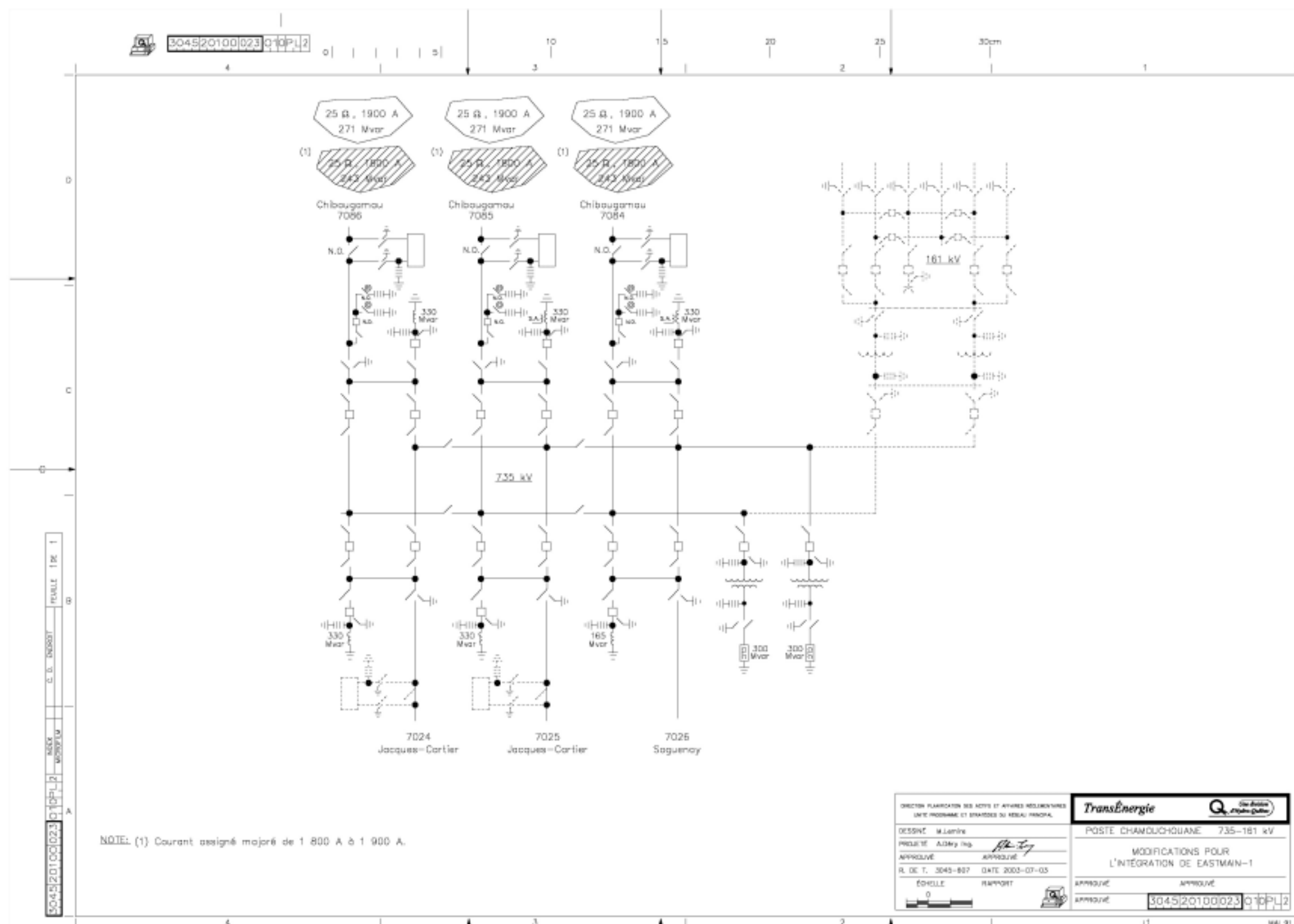
Annexe D
poste Hertel 735-315 kV
– Schéma unifilaire



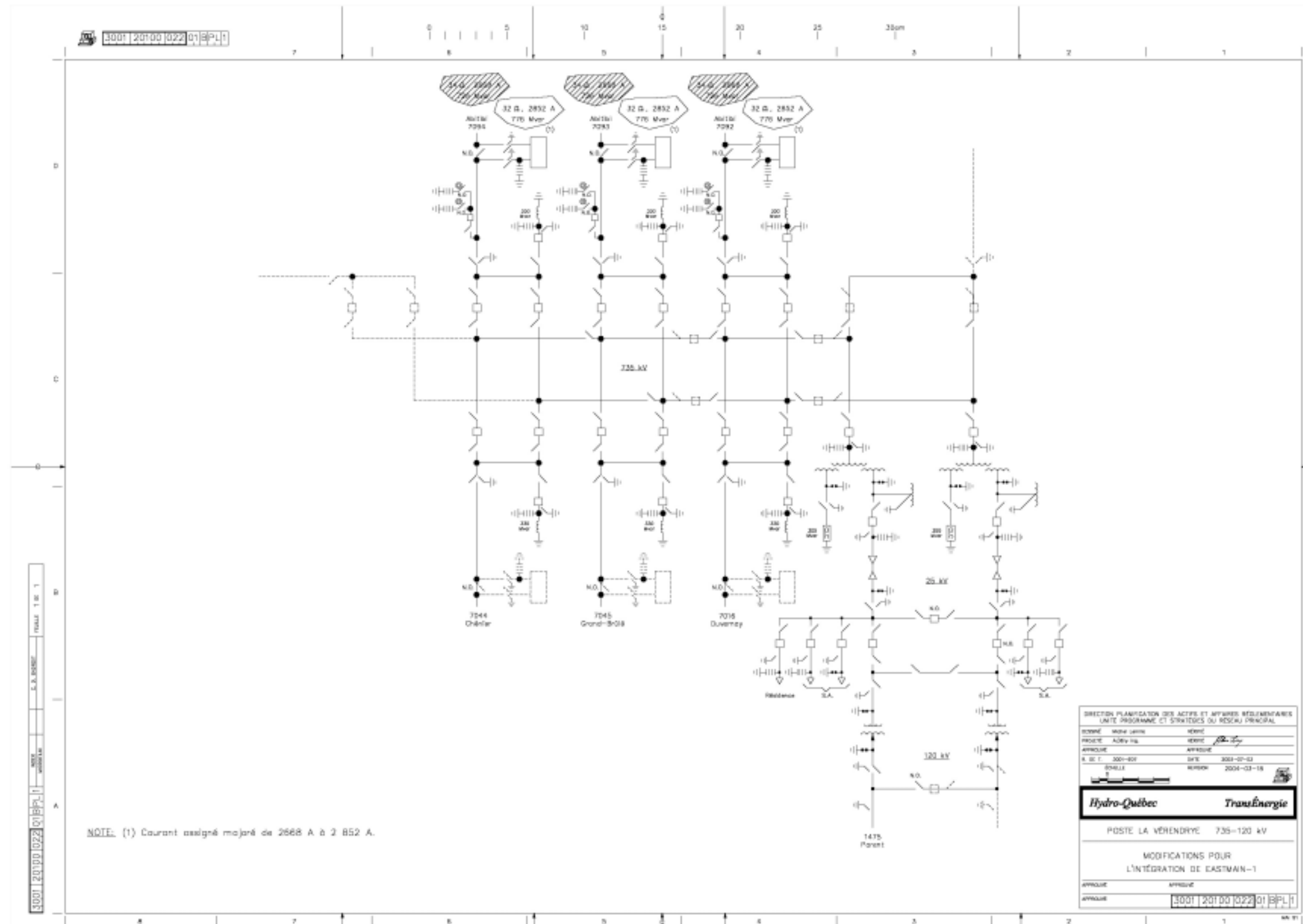
Annexe E
poste de Radisson 735-315 + - 450 kV
– Schéma unifilaire



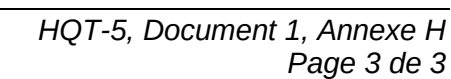
Annexe F
poste de la Chamouchouane 735 kV
– Schéma unifilaire



Annexe G
poste de La Vérendrye 735-120 kV
– Schéma unifilaire



Annexe H
poste de La Prairie 315-120 kV
– Schéma unifilaire



Annexe I
Échéancier directeur
Intégration de la centrale de l'Eastmain-1
au réseau de transport d'Hydro-Québec

ÉCHÉANCIER DIRECTEUR
INTÉGRATION DE LA CENTRALE DE L'EASTMAIN-1 AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC



N°	Nom de la tâche	Début	Fin	2004												2005												2006																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
				J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
1	1 APPROBATION & AUTORISATIONS	2004-03-19	2004-10-14																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												

Remarques :

Remarques : Page 2 de 2

Coûts associés au projet

**PREUVE EN CHEF DE
TRANSÉNERGIE**

TABLE DES MATIÈRES

1 Coûts associés au projet.....	5
1.1 Sommaire des coûts	5
1.2 Principales composantes du coût du projet.....	7
1.2.1 Approvisionnement et construction.....	8
1.2.2 Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet.....	9
1.2.3 Frais financiers.....	10
1.2.4 Autres coûts directs	10
1.2.5 Provision	11

Tableau

Tableau 1 : Coûts de l'intégration de la production de la centrale de l'Eastmain-1 au réseau de transport d'Hydro-Québec (en milliers de dollars de réalisation)	6
--	---

Graphique

Graphique 1 : Répartition des coûts HQÉ pour la phase projet.....	7
Graphique 2 : Répartition des coûts en %.....	8

Annexes

Annexe A	Coûts annuels par projet
Annexe B	Gestion des projets à Hydro-Québec Équipement
Annexe C	Directive – Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats
Annexe D	Directive – Acquisition et administration des contrats de services professionnels

1 **COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**

2 **1.1 Sommaire des coûts**

3 Le coût total des divers travaux associés au raccordement de la centrale
4 Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur s'élève à 145,7 M\$¹. Le
5 tableau 1 qui suit présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et
6 projet de chacun des projets concernés pour le volet des postes et le volet des
7 lignes.

8 Par ailleurs, les tableaux détaillés des coûts annuels par projet pour les volets postes
9 et lignes, ainsi que les sommaires, sont présentés à l'annexe A du présent
10 document.

11 Chaque rubrique est indexée suivant le taux d'inflation applicable de l'année de sa
12 réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût des projets
13 proviennent de l'indice des prix des produits industriels (IPPI) émis par Global
14 Insight. Les taux utilisés sont les suivants : 0,9 % pour 2004, 1,8 % pour 2005, 1,8 %
15 pour 2006 et 1,6 % pour 2007².

16 Le Transporteur souligne que les coûts totaux du projet ne doivent pas dépasser de
17 15 % ou de 25 M\$ le montant autorisé par le conseil d'administration. Pour tout
18 dépassement supérieur à ces balises, le Transporteur doit obtenir une nouvelle
19 autorisation du conseil d'administration. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à
20 en informer la Régie en temps opportun.

¹ Ce montant inclut, bien que sa construction soit déjà autorisée par le décret 302-93 du 10 mars 1993, le coût du poste de départ de l'Eastman-1. Il exclut toutefois les investissements pour les installations de télécommunications (10,0 M\$) puisqu'il s'agit d'une activité non réglementée. Le montant exclut également le coût de raccordement de 3,14 M\$ à l'enroulement tertiaire, ainsi que le coût de 2,78 M\$ de l'ajout d'un 2^e disjoncteur au poste Hertel, qui ne sont pas reliés au projet de l'Eastman-1.

² Vice-présidence Finances, Direction Marchés financiers – Trésorerie de la Société, Hydro-Québec. Source : Global Insight, février 2003.

Tableau 1 : Coûts de l'intégration de la production de la centrale de l'Eastmain-1 au réseau de transport d'Hydro-Québec (en milliers de dollars de réalisation)

	Volet Ligne	Volet Postes							Total ligne et postes
	Eastmain1 – Nemiscau	Eastmain1	Nemiscau *	Chamou-chouane	La Vérendrye	La Prairie	Hertel **	Radisson	
Coûts de l'avant-projet									
Études d'avant-projet	2422,3	490,8	248,9	78,4	76,0	12,2	137,7	49,0	3515,2
Autres coûts directs	58,7	9,6	2,0	1,5	1,5	0,2	0,7	1,0	75,2
Frais financiers	558,1	22,2	22,3	22,1	21,3		3,1		649,2
Sous-total	3039,1	522,6	273,2	102,0	98,8	12,4	141,4	50,0	4239,6
Coûts du projet									
Ingénierie interne	1679,2	1395,9	1917,0	191,9	191,9	67,3	660,6	125,6	6229,5
Ingénierie externe	366,3	405,7	51,2				49,2		872,5
Client	846,4	1893,9	1158,6	218,4	146,0	43,2	530,1	89,4	4926,0
Approvisionnement	14680,9	12087,6	13566,7	1043,8	1039,6	21,4	15931,0		58371,1
Construction	17259,8	10653,2	9173,0			30,2	1790,8	320,7	39227,8
Gérance interne	2423,9	1475,4	1062,9	337,1	344,5	54,0	657,3	246,3	6601,4
Gérance externe	463,0	795,7	422,2				48,9		1729,8
Provision	3265,4	2997,6	2582,6	191,1	191,3	14,2	1714,9	73,6	11030,6
Autres coûts directs	819,6	634,7	593,9	39,6	38,3	4,2	393,8	17,0	2541,0
Frais financiers	4332,6	2076,1	2232,9	86,7	70,6	8,9	1161,9		9969,8
Sous-total	46137,1	34415,9	32761,1	2108,6	2022,2	243,4	22938,6	872,6	141499,5
TOTAL	49176,2	34938,5	33034,3	2210,6	2121,0	255,9	23080,0	922,6	145739,0

Notes * Nemiscau : Excluant le coût (3,14 M\$) de l'installation du tertiaire, relié à l'amélioration de la qualité.

** Hertel : Excluant le coût (2,78 M\$) de l'ajout d'un 2^e disjoncteur au poste Hertel, relié à l'amélioration de la qualité.

*** : Excluant les coûts de 10,0 M\$ de télécommunications.

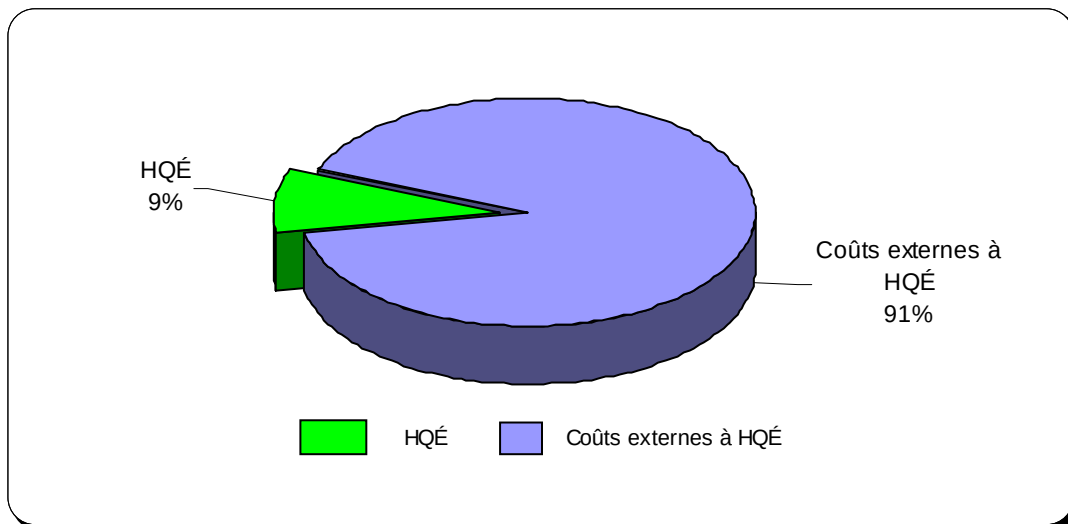
1 Les principales composantes du coût de raccordement de la centrale de
2 l'Eastmain-1 au réseau de transport sont présentées ci-dessous.

3 De plus, l'annexe B du présent document explique le processus général suivi à
4 Hydro-Québec Équipement afin d'assurer l'efficacité de la gestion de chacune des
5 étapes de la réalisation d'un projet.

6 **1.2 Principales composantes du coût du projet**

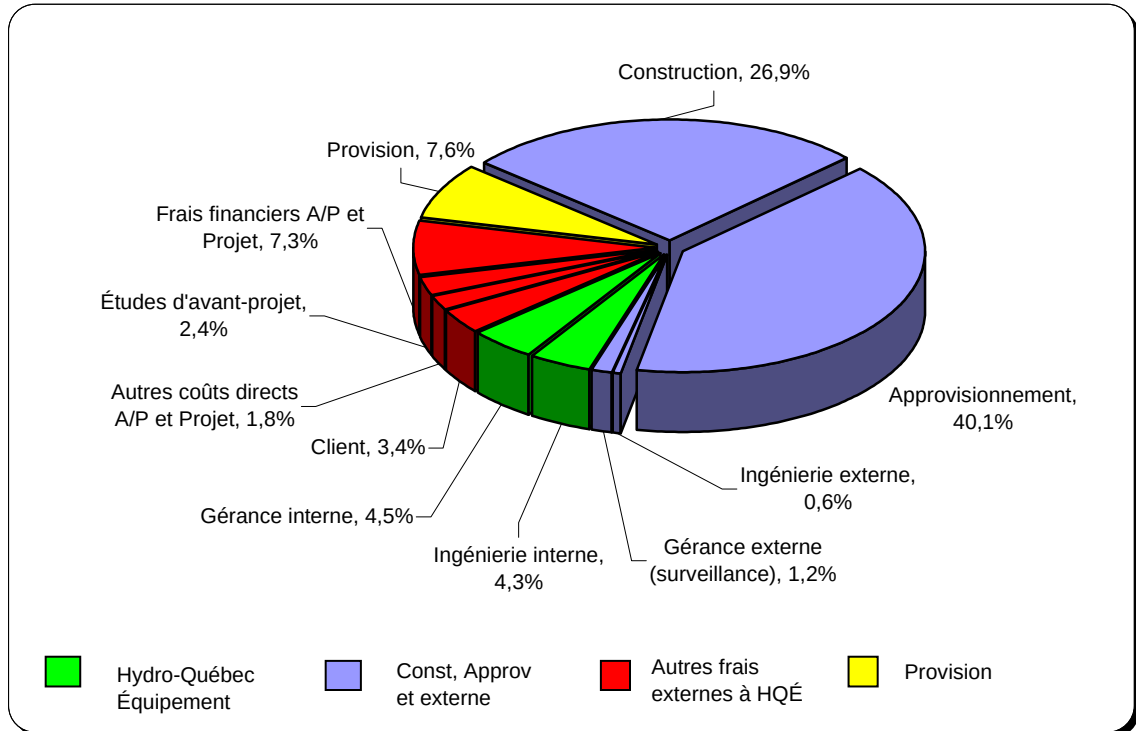
7 Pour la phase « projet », les coûts externes à Hydro-Québec Équipement sont de
8 132,9 M\$, soit 91,2 % des coûts totaux.

9 **Graphique 1 : Répartition des coûts d'Hydro-Québec Équipement pour la**
10 **phase projet**



11
12 Le graphique 2 ci-dessous présente la répartition des coûts entre les diverses
13 activités requises pour la réalisation du projet.

1 Graphique 2 : Répartition des coûts en %



2
3

4 1.2.1 Approvisionnement et construction

5 Le coût des activités liées à l'approvisionnement et à la construction dans le cadre
6 du présent projet s'élève à **65,7** M\$ pour le volet postes et à **31,9** M\$ pour le volet
7 lignes pour un total de **97,6** M\$, soit **67,0** % du coût total du projet.

8 Ces composantes constituent une part très importante du coût total du projet. Afin de
9 s'assurer de réaliser ses activités au meilleur coût possible et de respecter sa
10 politique d'acquisition de biens meubles et de services, Hydro-Québec s'est dotée de
11 directives corporatives claires et précises. Les directives suivantes sont présentées
12 aux annexes C et D respectivement :

13 *DIR-08 : Acquisition de biens meubles et de services et administration*
14 *de contrats*

15 *DIR-09 : Acquisition et administration des contrats de services professionnels*

1 Le respect de ces directives garantit à Hydro-Québec Équipement une gestion
2 efficace, équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de ses
3 fournisseurs au bénéfice des clients de la division.

4 **1.2.2 Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet**

5 Les frais d'ingénierie, les frais des études d'avant-projet et les frais de gérance
6 s'élèvent à 18,9 M\$, soit 13,0 % du coût total du projet.

7 Les frais d'ingénierie du présent projet, incluant ceux des études d'avant-projet ³,
8 s'élèvent à 10,6 M\$, soit 7,3 % du coût total du projet.

9 Pour les travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, les coûts seront imputés au
10 Transporteur au prix coûtant.

11 La facturation des services d'ingénierie est constituée des salaires des ingénieurs et
12 du personnel de soutien. À Hydro-Québec Équipement, le taux de prestation horaire
13 chargé à chaque projet comprend le salaire, les vacances, etc. Cette facturation au
14 coût complet est conforme au principe prévu à la politique de prix de cession et
15 reconnue par la Régie dans sa décision D-2002-95⁴.

16 Quant aux coûts de 8,3 M\$ (5,7% du coût total du projet) pour la gérance de projet,
17 ils représentent tous les frais relatifs à la gestion de projet et à la gérance de
18 chantier. Ces coûts incluent les activités de surveillance de chantier dont un montant
19 de 1,7 M\$ sera confié à une firme externe.

20 Les frais de gérance sont quant à eux mesurés en pourcentage du coût total des
21 projets. Depuis 1999, le ratio des frais de gérance se situe autour de 12 %
22 globalement. Ce taux était de 14 % à la SEBJ pour les projets majeurs de la Baie
23 James. Dans le cadre du présent projet, le ratio des frais de gérance propres à
24 Hydro-Québec Équipement s'élèvent à 4,5 % du coût total du projet.

³ Les études d'avant-projet ont été réalisées en 1995 et mise à jour en 2003.

⁴ Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 59.

1 Il est malheureusement difficile d'obtenir des points de comparaison sur le marché,
2 les firmes d'ingénierie refusant généralement, pour des raisons de concurrence, de
3 divulguer le ratio de leurs frais de gérance.

4 Hydro-Québec surveille étroitement les frais de gérance par projet.

5 **1.2.3 Frais financiers**

6 Les frais financiers totaux s'élèvent à 10,6 M\$, soit 7,3 % du coût total du projet.

7 Conformément à la décision de la Régie de l'énergie, la capitalisation des frais
8 financiers aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de
9 l'année témoin projetée 2001, soit de 9,723 %⁵

10 De plus, conformément à la décision D-2003-68, le Transporteur précise que la
11 capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 8,080 %
12 procure une réduction de 1,8 M\$ pour un investissement total de 143,9 M\$.

13 **1.2.4 Autres coûts directs**

14 Les autres coûts directs regroupent notamment les éléments suivants :

- 15 • Gestion des matières dangereuses
- 16 • Fourniture de matériel (différent de l'entrepôt du Bout de l'Île)
- 17 • Matériel à projets et guichet unique (entrepôt du Bout de l'Île)
- 18 • Revalorisation des biens meubles excédentaires
- 19 • Frais d'acquisition des biens et services
- 20 • Gestion des données et des documents (originaux et géomatique)

21 Ces frais s'élèvent à **2,6** M\$ et représentent **1,8** % du coût total du projet.

⁵ *Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.*

1 Ces autres coûts directs sont estimés en fonction des besoins réels du projet et
2 correspondent à des activités nécessaires au bon déroulement du projet. Ces coûts
3 seront facturés par la suite au projet en fonction des coûts réels.

4 Ces activités sont des services fournis par d'autres unités externes à Hydro-Québec
5 Équipement.

6 **1.2.5 Provision**

7 La valeur de la provision s'élève à 11,0 M\$, soit 7,6 % du coût total du projet.
8 Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision
9 D-2003-68⁶, la provision s'élève à 8,3 % lorsque l'on retranche du coût total du projet
10 les autres coûts directs et les frais financiers.

11 La provision est un coût inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes
12 imputables aux risques et aux imprécisions associés aux durées, aux quantités, au
13 contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché
14 (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au
15 contexte social, économique et (ou) politique, ainsi qu'à tout autre élément défini
16 dans l'étendue des travaux du projet.

17 Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de
18 calcul de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de
19 détail du contenu, les facteurs de risques inhérents à chaque étape de réalisation du
20 projet ainsi que le degré de risque que l'organisation est prête à supporter.

21 De plus, les provisions prévues, qui sont déterminées en fonction des risques
22 spécifiques à chaque projet et qui peuvent donc varier grandement d'un projet à
23 l'autre, ne sont « facturées » à un projet que dans la mesure où des risques se
24 matérialisent et deviennent des coûts réels encourus pour la réalisation du projet. De
25 la même façon qu'aucune marge bénéficiaire n'est facturée par HQÉ, toute provision

⁶ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 18

- 1 inutile lors de la réalisation d'un projet ne sera pas facturée au Transporteur par
- 2 HQÉ.
- 3 Aucune provision n'est calculée sur les autres coûts directs et les frais financiers.
- 4 Enfin, soulignons qu'HQÉ déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande
- 5 diligence afin de réaliser le projet de manière à en minimiser les coûts. Toute somme
- 6 d'argent engagée et non utilisée sera retournée au Transporteur.

Annexe A

Coûts annuels par projet

Coût total des divers travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur

Lignes et postes

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
<u>Grand Total Postes et Lignes</u>							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	1877,0	1449,5	188,8				3515,2
Autres coûts directs	46,6	23,7	4,8				75,2
Frais financiers	546,5	38,8	33,8	16,6	13,5		649,2
Sous-total	2470,1	1512,0	227,4	16,6	13,5		4239,6
Coûts du projet							
Ingénierie interne			2584,2	2521,0	1124,3		6229,5
Ingénierie externe			579,6	291,2	1,7		872,5
Client			226,4	1209,7	3490,0		4926,0
Approvisionnement			436,8	46892,0	11042,3		58371,1
Construction			2537,7	26326,1	9906,5	457,4	39227,8
Gérance interne			1075,3	3134,9	2391,3		6601,4
Gérance externe			131,9	957,6	640,3		1729,8
Provision			14,2	2471,1	8545,4		11030,6
Autres coûts directs			153,8	1633,1	745,0	9,1	2541,0
Frais financiers			508,6	3794,6	5666,5		9969,8
Sous-total			8248,5	89231,2	43553,2	466,5	141499,5
TOTAL	2470,1	1512,0	8475,9	89247,8	43566,7	466,5	145739,0

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
<u>Ligne Eastmain1 - Némiscau</u>							
Coûts de l'avant-projet							
Avant-projet	1877,0	476,0	69,3				2422,3
Autres coûts directs	46,6	9,0	3,1				58,7
Frais financiers	546,5	11,1	0,6				558,1
Sous-total	2470,1	496,1	72,9				3039,1
Projet							
Ingénierie interne			815,7	513,4	350,0		1679,2
Ingénierie externe			339,0	27,3			366,3
Client			28,6	514,5	303,3		846,4
Approvisionnement				14360,5	320,4		14680,9
Construction			2507,5	6606,4	7688,6	457,4	17259,8
Gérance interne			501,4	922,4	1000,1		2423,9
Gérance externe (surveillance)			131,9	165,4	165,7		463,0
Provision					3265,4		3265,4
Autres coûts directs			86,5	462,2	261,9	9,1	819,6
Frais financiers (*)			327,9	1064,9	2939,8		4332,6
Sous-total Projet			4738,5	24637,1	16295,0	466,5	46137,1
TOTAL	2470,1	496,1	4811,4	24637,1	16295,0	466,5	49176,2

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur
EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation	Année						
Description	Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
Total Postes							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		973,5	119,5				1093,0
Autres coûts directs		14,7	1,7				16,4
Frais financiers		27,7	33,2	16,6	13,5		91,1
Sous-total		1015,9	154,4	16,6	13,5		1200,5
Coûts du projet							
Ingénierie interne			1798,2	2059,7	772,1		4630,0
Ingénierie externe			337,9	363,8	1,7		703,4
Client			196,9	591,9	3186,7		3975,4
Approvisionnement			394,1	31580,6	10722,0		42696,7
Construction			30,2	19671,3	2218,0		21919,5
Gérance interne			574,2	2212,8	1391,3		4178,2
Gérance externe				792,2	474,6		1266,8
Provision			14,2	2270,5	5280,0		7564,7
Autres coûts directs			69,7	1153,2	483,3		1706,3
Frais financiers			185,8	2671,2	2726,7		5583,7
Sous-total			3601,1	63367,3	27256,4		94224,8
TOTAL		1015,9	3755,5	63383,9	27269,9		95425,2

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
Poste Eastmain1							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		470,8	20,0				490,8
Autres coûts directs		9,4	0,2				9,6
Frais financiers		14,1	8,1				22,2
Sous-total		494,3	28,3				522,6
Coûts du projet							
Ingénierie interne			743,2	525,3	127,5		1395,9
Ingénierie externe			227,9	176,1	1,7		405,7
Client			82,9	61,0	1750,0		1893,9
Approvisionnement			119,4	3759,3	8208,9		12087,6
Construction				9245,9	1407,3		10653,2
Gérance interne			158,9	777,1	539,4		1475,4
Gérance externe				446,8	348,9		795,7
Provision				682,6	2315,0		2997,6
Autres coûts directs			27,2	313,5	294,0		634,7
Frais financiers			96,7	714,8	1264,6		2076,1
Sous-total			1456,2	16702,4	16257,3		34415,9
TOTAL		494,3	1484,5	16702,4	16257,3		34938,5

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
Poste Nemiscau							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		237,0	11,9				248,9
Autres coûts directs		1,7	0,3				2,0
Frais financiers		9,1	13,2				22,3
Sous-total		247,8	25,3				273,2
Coûts du projet							
Ingénierie interne			512,8	941,5	462,7		1917,0
Ingénierie externe			4,6	46,7			51,2
Client			27,6	29,1	1101,9		1158,6
Approvisionnement			45,5	12776,7	744,6		13566,7
Construction				8362,4	810,7		9173,0
Gérance interne			123,8	563,4	375,7		1062,9
Gérance externe				296,5	125,7		422,2
Provision					2582,6		2582,6
Autres coûts directs			15,7	451,8	126,3		593,9
Frais financiers			35,0	856,2	1341,8		2232,9
Sous-total			765,0	24324,2	7672,0		32761,1
TOTAL		247,8	790,3	24324,2	7672,0		33034,3

Notes: Excluant le coût (3,14 M\$) de l'installation du tertiaire, qui n'est pas relié au projet d'Eastmain-1.

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
Poste Chamouchouane							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		46,1	32,3				78,4
Autres coûts directs		0,9	0,6				1,5
Frais financiers		0,7	6,1	8,4	6,9		22,1
Sous-total		47,7	39,0	8,4	6,9		102,0
Coûts du projet							
Ingénierie interne				123,9	68,0		191,9
Ingénierie externe							
Client				20,7	197,7		218,4
Approvisionnement				171,1	872,7		1043,8
Construction							
Gérance interne				116,7	220,4		337,1
Gérance externe							
Provision					191,1		191,1
Autres coûts directs				8,6	31,0		39,6
Frais financiers				21,0	65,6		86,7
Sous-total				462,0	1646,5		2108,6
TOTAL		47,7	39,0	470,4	1653,4		2210,6

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
Poste La Vérendrye							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		43,7	32,3				76,0
Autres coûts directs		0,9	0,6				1,5
Frais financiers		0,7	5,8	8,2	6,6		21,3
Sous-total		45,3	38,8	8,2	6,6		98,8
Coûts du projet							
Ingénierie interne				123,9	68,0		191,9
Ingénierie externe							
Client				9,0	137,0		146,0
Approvisionnement				143,9	895,7		1039,6
Construction							
Gérance interne				117,0	227,5		344,5
Gérance externe							
Provision					191,3		191,3
Autres coûts directs				7,9	30,4		38,3
Frais financiers				15,9	54,7		70,6
Sous-total				417,5	1604,7		2022,2
TOTAL		45,3	38,8	425,7	1611,3		2121,0

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur
EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
Poste LaPrairie							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		12,2					12,2
Autres coûts directs		0,2					0,2
Frais financiers							
Sous-total		12,4					12,4
Coûts du projet							
Ingénierie interne			64,0	3,3			67,3
Ingénierie externe							
Client			42,3	0,9			43,2
Approvisionnement			21,4				21,4
Construction			30,2				30,2
Gérance interne			49,8	4,2			54,0
Gérance externe							
Provision			14,2				14,2
Autres coûts directs			4,1	0,1			4,2
Frais financiers			8,9				8,9
Sous-total			234,9	8,5			243,4
TOTAL		12,4	234,9	8,5			255,9

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur
EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
Poste Hertel *							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		114,7	23,0				137,7
Autres coûts directs		0,7					0,7
Frais financiers		3,1					3,1
Sous-total		118,4	23,0				141,4
Coûts du projet							
Ingénierie interne			388,0	248,7	23,9		660,6
Ingénierie externe			8,1	41,1			49,2
Client			25,6	504,5			530,1
Approvisionnement			250,5	15680,5			15931,0
Construction				1790,8			1790,8
Gérance interne			174,5	457,9	24,9		657,3
Gérance externe				48,9			48,9
Provision				1714,9			1714,9
Autres coûts directs			17,3	375,5	1,0		393,8
Frais financiers			40,2	1121,7			1161,9
Sous-total			904,3	21984,6	49,8		22938,6
TOTAL		118,4	927,3	21984,6	49,8		23080,0

Notes: Excluant le coût (2,78 M\$) de l'addition d'un 2e disjoncteur au poste Hertel, qui n'est pas relié au projet d'Eastmain-1.

Coût des travaux associés au raccordement de la centrale Eastmain -1 au réseau de transport du Transporteur
EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation Description	Année Avant	2003	2004	2005	2006	2007+	Total
Poste Radisson							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		49,0					49,0
Autres coûts directs		1,0					1,0
Frais financiers							
Sous-total		50,0					50,0
Coûts du projet							
Ingénierie interne			60,5	41,0	24,1		125,6
Ingénierie externe							
Client			19,4	70,0			89,4
Approvisionnement							
Construction				320,7			320,7
Gérance interne			66,9	176,2	3,2		246,3
Gérance externe							
Provision				73,6			73,6
Autres coûts directs			2,9	13,6	0,5		17,0
Frais financiers							
Sous-total			149,7	695,0	27,9		872,6
TOTAL		50,0	149,7	695,0	27,9		922,6

Annexe B

Gestion des projets à Hydro-Québec Équipement

1 Hydro-Québec Équipement réalise ses projets selon le « processus de réalisation
2 d'un projet local », certifié ISO 9001. Ce processus est présenté schématiquement
3 ci-après.

4 Hydro-Québec Équipement assure la réalisation de toutes les activités de projet,
5 de la demande de TransÉnergie jusqu'au transfert des installations à cette
6 division. Les activités en cause incluent l'ingénierie, l'approvisionnement, la
7 construction et la gérance de projets, incluant le contrôle des coûts et de
8 l'échéancier du projet, dans le respect des exigences techniques, administratives,
9 réglementaires et légales en vigueur.

10 Ces activités sont réalisées par des spécialistes en ingénierie et en
11 approvisionnement, en gestion de travaux de construction et en estimation et
12 contrôle des coûts de projet. S'adjoignent à eux, au besoin, des spécialistes en
13 environnement et en autorisation gouvernementale.

14 L'acquisition du matériel et des équipements requis se fait, conformément aux
15 encadrements administratifs de l'entreprise, par appels d'offres. Pour réaliser les
16 travaux de construction, des appels d'offres sont lancés afin d'obtenir les services
17 d'entrepreneurs externes pour réaliser les travaux et ce, aux meilleures conditions
18 possibles. Ainsi, bien qu'Hydro-Québec Équipement assure la réalisation de
19 toutes les activités, la très grande majorité des coûts facturés au Transporteur
20 résultent de contrats octroyés à l'externe.

21 Le contrôle des coûts et de l'échéancier est mis en œuvre afin d'assurer le respect
22 des engagements pris envers la division TransÉnergie. Hydro-Québec
23 Équipement doit fournir au Transporteur un rapport détaillé de gestion à tous les
24 mois. Ce rapport présente l'état d'avancement du projet, les faits saillants, le suivi
25 de l'échéancier et le suivi des coûts (engagement, encouru, tendances, etc.).

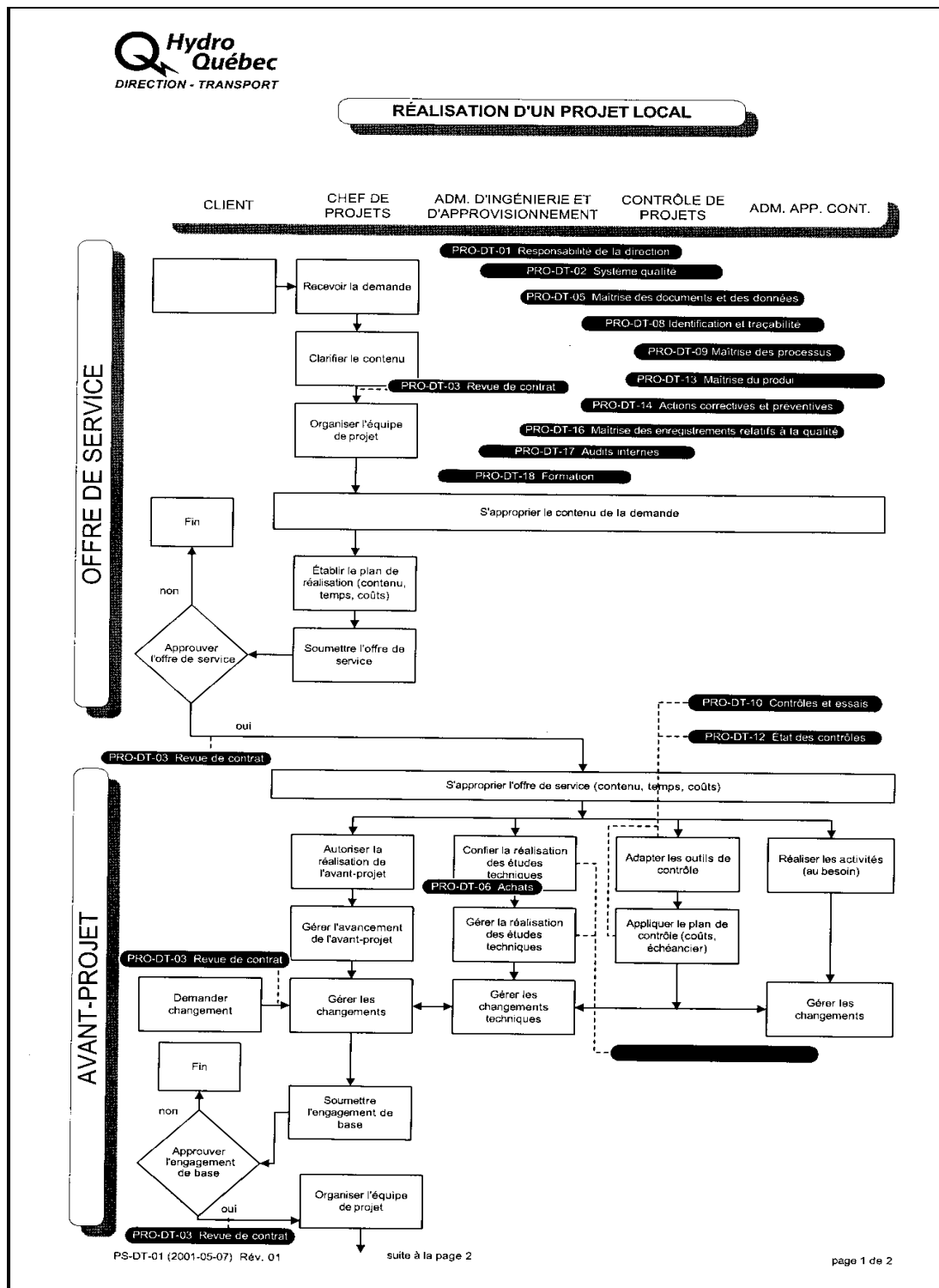
26 De plus, des réunions techniques de suivi sont tenues régulièrement tout au long
27 de la réalisation du projet avec tous les intervenants impliqués.

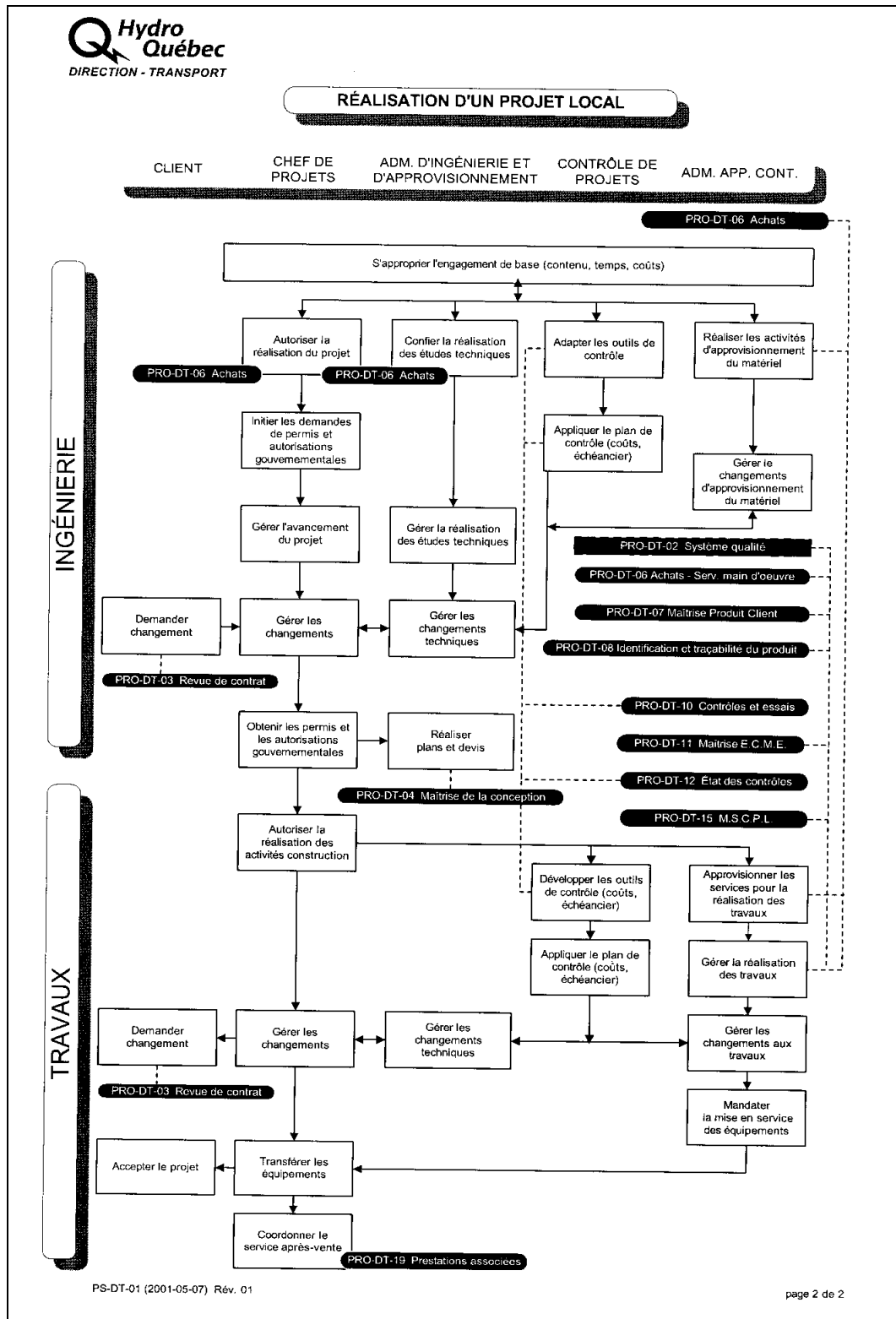
1 Hydro-Québec Équipement réalise un suivi rigoureux des demandes de
2 modification aux projets. Toute modification du contenu, du coût ou de
3 l'échéancier doit être préalablement approuvé par Hydro-Québec TransÉnergie.

4 La réalisation d'un projet met en cause plusieurs unités administratives
5 d'Hydro-Québec qui oeuvrent dans différents secteurs spécialisés :

- 6 • aux directions régionales :
 - 7 o relations avec le milieu;
- 8 • à TransÉnergie :
 - 9 o planification ;
 - 10 o expertise et support technique ;
 - 11 o exploitation et maintenance ;
 - 12 o contrôle des mouvements d'énergie ;
 - 13 o expertise immobilière.
- 14 • à Hydro-Québec Équipement :
 - 15 o environnement ;
 - 16 o ingénierie ;
 - 17 o gérance de projet.

1 Processus de réalisation d'un projet local





Annexe C

Directive – Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats

		Numéro		DIR-08
Titre		Révision ☐ oui ☐ non		
Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats		En vigueur le		
Unité émettrice	Approbation	Date		
Direction Approvisionnement de la DPAS	André Caillé <i>André Caillé</i> Président-directeur général	AA/MM/JJ		
Activité(s) visée(s)				
Acquisition de biens meubles et de services externes, excluant l'achat d'électricité, de services professionnels, de biens et de droits immobiliers				

1. Définitions

1.1 Appel d'offres ouvert

Procédure d'appel à la concurrence qui consiste à inviter publiquement tout intéressé admissible à déposer une offre ferme.

1.2 Appel d'offres restreint

Procédure d'appel à la concurrence limitée à des fournisseurs préalablement sélectionnés et qui consiste à les inviter à déposer une offre ferme.

1.3 Appel de propositions ouvert ou restreint

Procédure d'appel à la concurrence qui consiste à inviter publiquement tout intéressé admissible ou un ou des fournisseurs préalablement sélectionnés à présenter une proposition. Toute proposition représente un engagement. Hydro-Québec se réserve le droit de négocier les éléments des propositions déposées par le ou les fournisseur(s) ou d'accepter la ou les proposition(s) telle(s) quelle(s).

1.4 Biens meubles et services reliés à la mission de base

Biens meubles et services requis pour produire, transporter, distribuer et vendre de l'énergie de même que pour assurer les services à la clientèle. Ces biens et ces services requièrent un haut niveau de fiabilité et/ou de spécialisation.

1.5 Contenu québécois

Part des coûts des matériaux, de la main-d'oeuvre directe et des autres frais d'origine québécoise dans le prix d'un bien, dans la mesure où le bien subit des activités de transformation au Québec.

1.6 Entente d'approvisionnement

Contrat entre Hydro-Québec et un fournisseur portant sur l'acquisition de biens ou de services, dont la portée est généralement provinciale et d'une durée qui varie entre 3 et 5 ans.

Titre	Numéro
Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats	DIR-08

1.7 Négociation de gré à gré

Procédure qui consiste généralement à inviter un seul fournisseur à négocier un contrat.

1.8 Travaux complémentaires

Travaux nécessaires à l'exécution de l'objet du contrat et qui, à cause d'événements inconnus ou non prévus, n'ont pas été inclus dans le contrat initial.

1.9 Travaux supplémentaires

Travaux qui ne découlent pas normalement de l'objet du contrat.

2. Règles à observer et mesures à prendre

2.1 EXPRESSION DU BESOIN

2.1.1 Planification

Les besoins en matière d'acquisition doivent faire l'objet d'une planification appropriée, qui prend en compte l'importance des biens ou des services de même que les délais de réalisation ou de livraison. La planification à court et à moyen termes favorise la gestion des activités de production des fournisseurs. La planification à long terme, quant à elle, permet l'élaboration de stratégies et la conclusion d'ententes d'approvisionnement.

2.1.2 Spécifications des biens et des services requis

Toute demande de bien et de services doit être accompagnée de spécifications claires et précises, afin d'obtenir le bien ou le service désiré, selon le niveau de qualité requis.

2.1.3 Obtention de biens et de services

Afin de profiter des économies d'échelle et des meilleures conditions du marché, l'obtention de biens et de services de fournisseurs externes est exclusivement réalisée par la fonction Approvisionnement, sous réserve des cas prévus au *Répertoire des pouvoirs de décision* d'Hydro-Québec.

(Pour de plus amples informations au sujet de l'obtention de biens, consultez la directive Gestion du matériel.)

Titre	Numéro
Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats	DIR-08

2.2 QUALIFICATION DES FOURNISSEURS

Seuls les fournisseurs de biens et de services qualifiés selon les règles de l'entreprise spécifiques au domaine d'activités concerné peuvent être éligibles à l'octroi d'un contrat. Ces fournisseurs doivent aussi détenir tous les permis et les autorisations conformes à la loi et aux règlements en vigueur applicables à la réalisation de l'activité visée. De façon générale, les fournisseurs de biens et de services liés à la mission de base de l'entreprise doivent posséder les certificats d'enregistrement à la norme ISO 9000.

(Pour de plus amples informations au sujet de la qualification des fournisseurs, consultez la directive Gestion de la qualité des biens meubles et des services achetés.)

2.3 CHOIX DU MODE D'ACQUISITION

2.3.1 Modes d'appel à la concurrence

L'appel d'offres ouvert ou restreint est généralement utilisé pour l'acquisition de biens et de services non liés à la mission de base.

Pour l'acquisition de biens et de services liés à la mission de base, lesquels ont fait l'objet d'un processus de qualification, ainsi que pour les ententes d'approvisionnement, Hydro-Québec utilise généralement l'appel d'offres ou de propositions restreint ou la négociation de gré à gré.

De façon générale, seules les acquisitions d'une valeur supérieure à 100 000 \$ font l'objet d'un appel d'offres ou de propositions ouvert.

2.3.2 Appel de propositions et négociation de gré à gré

Ce mode d'acquisition, qui permet de négocier avec les fournisseurs, peut être utilisé dans les cas suivants :

- a) lors d'acquisitions de biens et de services liés à la mission de base où Hydro-Québec est avantagée en regard de la fiabilité ou de la diversité technique, de la sécurité d'approvisionnement ou de la flexibilité d'exploitation ;
- b) lorsqu'il existe un potentiel de retombées économiques importantes au Québec ;

Titre	Numéro
Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats	DIR-08

- c) lorsque le marché n'implique pas une concurrence valable, soit moins de trois fournisseurs ;
- d) lorsque des modifications aux éléments d'une proposition sont prévisibles à cause de la complexité technique du bien ou du service, des délais critiques de fabrication ou de la spécificité de l'acquisition ;
- e) lorsque des services ont des tarifs uniformes et fixés par une loi, un règlement, une corporation, etc., pour négocier d'autres conditions du contrat ou faire accepter de nouveaux prix par qui de droit ;
- f) lors d'acquisition de prototype ;
- g) lorsque l'acquisition auprès d'un fournisseur spécifique est nécessaire pour assurer la validité d'une garantie ou la compatibilité avec un équipement existant ;
- h) lors d'ajout ou de modification à un bien existant qui nécessite l'expertise du concepteur du bien pour des raisons de compétence, de délais et de coût ;
- i) pour le respect d'engagements socio-économiques pris lors d'ententes dûment approuvées.

2.4 ACQUISITION DE BIENS ET DE SERVICES

2.4.1 Communication avec les fournisseurs

Afin de s'assurer que les fournisseurs reçoivent tous la même information et bénéficient d'un traitement uniforme et équitable, toute communication avec ceux-ci doit être effectuée par écrit par le personnel de la fonction Approvisionnement, et ce de la réception d'une demande d'un bien ou d'un service à l'attribution d'un contrat.

2.4.2 Règles particulières régissant les contrats d'Hydro-Québec

A. Admissibilité à soumissionner

Lorsqu'il existe suffisamment de concurrence :

- a) dans le cas d'acquisition de biens, seuls les fournisseurs ayant un établissement au Québec sont admis à soumissionner. On entend par «Établissement au Québec» une installation permanente de production (fabrication ou montage) ou de distribution (avec entrepôt) située au Québec ;

Titre	Numéro
Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats	DIR-08

- b) dans le cas de services, de façon générale seuls les fournisseurs ayant leur principal établissement au Québec sont admis à soumissionner. On entend par «Principal établissement au Québec» l'installation d'où les affaires sont dirigées et où se trouvent ordinairement le personnel de maîtrise du fournisseur et son équipement.

Dans le cas d'acquisitions d'une valeur de 350 000 \$ et moins, excluant les biens et les services liés à la mission de base d'Hydro-Québec, l'admissibilité à soumissionner peut être limitée aux fournisseurs ayant un «Établissement» dans la région administrative du Québec où les biens ou les services sont requis. Toutefois, le bassin de fournisseurs potentiels doit comprendre un nombre suffisant de fournisseurs pour s'assurer d'une saine concurrence. Un «Établissement» dans une région est l'installation où le fournisseur exerce ses activités de façon permanente depuis au moins un (1) an. Cet établissement doit être clairement identifié au nom du fournisseur et être accessible durant les heures normales de bureau. Une installation sur un chantier n'est pas considérée comme un établissement régional.

B. Marge préférentielle

Pour les acquisitions de biens d'une valeur de plus de 25 000 \$, les prix soumis sont pondérés sur la base du contenu québécois. La méthode de pondération des prix consiste à soustraire, des prix soumis, une marge préférentielle de 0 % à 10 %, suivant le degré de contenu québécois du bien offert.

C. Garanties

Tout appel d'offres ou de propositions ouvert doit comporter l'exigence de garanties de soumission, d'exécution et, si requis, de paiement de la main-d'œuvre, des matériaux et des services.

Généralement aucune garantie de soumission, d'exécution et de paiement de la main-d'œuvre, des matériaux et des services n'est exigée pour les appels d'offres ou de propositions restreints pour l'acquisition de biens.

Les appels d'offres ou de propositions restreints pour des services dont le coût prévu est supérieur à 100 000 \$ doivent comporter l'exigence de garanties de soumission, d'exécution et, si requis, de paiement de la main-d'œuvre, des matériaux et des services.

Titre	Numéro
Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats	DIR-08

La garantie fournie doit être sous l'une ou l'autre des formes suivantes : chèque officiel ou visé, cautionnement, lettre de crédit irrévocable, obligations au porteur.

D. Mécanismes de révision des prix

Les acquisitions de biens et de services se font généralement sur la base de prix fermes. Cependant, en vue de minimiser les risques financiers des fournisseurs, des mécanismes de révision des prix peuvent être appropriés durant les périodes de forte inflation, pour les ententes d'approvisionnement et les contrats de longue durée, ainsi que pour les acquisitions de biens à fort contenu de matières premières dont le prix est susceptible de fluctuer (cuivre, aluminium, pétrole, etc.). Il en est de même pour les contrats à taux horaires régis par une convention collective dans le domaine de la construction.

E. Primes et pénalités

Une clause pénale pour retard peut être incluse dans tout contrat où on prévoit qu'un retard pourrait causer un préjudice à Hydro-Québec. La pénalité s'applique à tout retard imputable au fournisseur. La dite pénalité est à la charge du fournisseur en vertu du contrat.

Une clause de prime pour devancement d'échéances contractuelles peut être incluse dans tout contrat dont les délais d'exécution sont courts et qu'un devancement de la livraison de certains biens ou ouvrages procurera à Hydro-Québec un gain réel et mesurable.

2.4.3 Analyse des soumissions et recommandation par l'unité cliente de la fonction Approvisionnement

Une analyse technique ou une recommandation de l'unité cliente de la fonction Approvisionnement est requise lorsqu'il y a possibilité de non conformité au besoin exprimé. Cela s'applique dans les cas suivants :

- la plus basse soumission présente un écart significatif, en plus ou en moins, par rapport au coût prévu ;
- la plus basse soumission est présentée par un nouveau fournisseur ;

Titre	Numéro
Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats	DIR-08

- c) la plus basse soumission est une variante aux devis, spécifications techniques ou commerciales exigées ;
- d) les soumissions comportent un programme des travaux et/ou des informations et variantes techniques à considérer ou concerne une nouvelle technologie ;
- e) l'analyse des soumissions est faite selon le coût total d'utilisation actualisé (coût total majoré des frais d'exploitation, d'entretien et de réparation et autres facteurs à incidence économique pour la durée de vie utile d'un bien diminué de la valeur résiduelle, et ce actualisé à la date d'acquisition).

Nonobstant les cas mentionnés précédemment, et à la demande expresse de l'unité cliente, une analyse technique ou une recommandation peut être requise.

2.4.4 Engagement financier d'Hydro-Québec

Dans le cadre du processus d'acquisition, seul le personnel de la fonction Approvisionnement est autorisé à engager financièrement Hydro-Québec auprès de ses fournisseurs de biens et de services, sous réserve des cas prévus au *Répertoire des pouvoirs de décision* d'Hydro-Québec.

2.5 ADMINISTRATION DES CONTRATS

2.5.1 Gestion

Pour les services, la gestion des contrats relève des unités clientes de la fonction Approvisionnement. Dans le cadre d'ententes d'approvisionnement de biens et de contrats de fabrication de biens liés à la mission de base d'Hydro-Québec, la gestion des contrats est assurée par la fonction Approvisionnement, en collaboration avec l'unité cliente, le cas échéant.

2.5.2 Changement à un contrat de services

Seuls les travaux complémentaires peuvent donner lieu à un changement à un contrat. Tout ajout ou modification à l'objet (travaux) ou à la nature (clauses contractuelles) d'un contrat doit être convenu(e) entre les parties et confirmé(e), préalablement à l'exécution des travaux, par un document contractuel (avenant au contrat).

Titre	Numéro
Acquisition de biens meubles et de services et administration de contrats	DIR-08

Tous les autres travaux devraient faire l'objet d'un nouveau contrat. Des travaux supplémentaires peuvent toutefois être attribués au fournisseur déjà en contrat avec Hydro-Québec, en autant que ces travaux répondent à un des critères suivants :

- a) ils présentent un caractère d'urgence, afin d'assurer soit la protection du personnel et des biens d'Hydro-Québec ainsi que la sécurité du public, soit la mise en service de biens nécessaires à la réalisation de la mission de base d'Hydro-Québec;
- b) ils présentent des économies appréciables ;
- c) ils permettent d'assurer la continuité des travaux ;
- d) ils permettent d'assurer une compatibilité d'équipement, de systèmes et ne pas diluer la responsabilité technique.

2.5.3 Évaluation de la performance

Chaque responsable de l'administration d'un contrat doit prendre les mesures nécessaires pour que la performance du fournisseur soit évaluée, et ce conformément aux règles spécifiées dans la directive *Gestion de la qualité des biens meubles et des services achetés*.

3. Mécanismes de suivi

L'unité *Approvisionnement* fera un suivi de l'efficacité de sa directive *une fois par an*. À cette fin, elle implante le(s) mécanisme(s) suivant(s):

- a) vérification du respect des règles ;
- b) analyse et diagnostic de l'efficacité des encadrements sur une base annuelle et, si nécessaire, proposition de mesures correctives ;
- c) programmes continus d'information et de sensibilisation au sujet de la directive et des encadrements qui en découlent.

Les unités administratives de l'entreprise doivent assurer l'application de la présente directive et fournir l'information nécessaire au suivi.

Toute dérogation à l'application d'une ou de plusieurs règle(s) contenue(s) dans la présente directive sera signalée.

4. Liste des annexes

Annexe D

Directive – Acquisition et administration des contrats de services professionnels

		Numéro		DIR-09
Titre		Révision ☐ oui ☐ non		
Acquisition et administration des contrats de services professionnels		En vigueur le		
Unité émettrice	Approbation	Date		
Direction Approvisionnement de la DPAS	André Caillé <i>André Caillé</i> Président-directeur général	AA/MM/JJ		
Activité(s) visée(s) - Acquisition de tous les services professionnels externes (sauf pour les caisses de retraite) - Administration des contrats d'acquisition de services professionnels (sauf pour les caisses de retraite)				

1. Définitions

1.1 Activités liées à la mission de base

Les activités directement requises pour produire, transporter, distribuer et vendre l'énergie ainsi que pour assurer les services à la clientèle. Elles comprennent également les activités de recherche et de développement et de commercialisation de la technologie et du savoir-faire qui en découlent, de même que les activités nécessaires au développement stratégique de la mission de base d'Hydro-Québec. Toute activité de support à ces activités, qu'elle soit réalisée dans une unité d'affaires ou dans une unité de support, n'est pas liée à la mission de base.

1.2 Appel de propositions restreint

Procédure d'appel à la concurrence qui consiste à inviter des fournisseurs de services professionnels à présenter une proposition. Toute proposition représente un engagement. Hydro-Québec se réserve le droit de négocier les éléments des propositions déposées par le ou les fournisseur(s) ou d'accepter la ou les proposition(s) telle(s) quelle(s).

1.3 Négociation de gré à gré

Procédure qui consiste à inviter un seul fournisseur de services professionnels à négocier un contrat.

1.4 Services professionnels

Activités qui consistent à produire un ouvrage intellectuel dans un domaine spécialisé. La réalisation d'un tel travail exige généralement une formation universitaire ou technique spécifique ainsi que des connaissances particulières, comprenant l'application de méthodes et de pratiques correspondant aux règles de l'art du domaine d'expertise concerné.

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

2. Règles à observer et mesures à prendre

2.1 RÈGLES GÉNÉRALES

L'acquisition et l'administration des contrats de services professionnels doivent se faire suivant des règles uniformes dans l'entreprise. La normalisation de ces règles est centralisée à l'intérieur de la fonction Approvisionnement. Les représentants de cette fonction doivent fournir un support d'expertise neutre et objectif.

Toute transaction doit être conclue de façon à permettre l'atteinte des objectifs de rentabilité financière et d'efficacité opérationnelle.

Tout membre du personnel qui participe à l'acquisition ou à l'administration des contrats de services professionnels doit assurer la confidentialité et la protection des renseignements personnels et commerciaux.

2.2 RÈGLES RELATIVES À L'ACQUISITION DE SERVICES PROFESSIONNELS

2.2.1 Planification annuelle

Les acquisitions de services professionnels doivent faire l'objet d'une planification annuelle. Cette planification doit être basée sur les besoins précisés dans les plans d'affaires des unités et doit être préparée suivant les instructions spécifiques émises annuellement. La planification annuelle doit être préparée de façon à permettre une prise de décision au niveau des besoins consolidés de l'entreprise en fonction des éléments suivants :

- a) les orientations et les stratégies d'approvisionnement ;
- b) le partage de la charge de travail entre l'interne et l'externe ;
- c) le maintien du savoir-faire chez les fournisseurs de services liés à la mission de base d'Hydro-Québec ;
- d) la répartition équitable de la charge de travail parmi les fournisseurs ;
- e) les retombées économiques régionales .

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

2.2.2 Catégories de services professionnels

Deux catégories de services professionnels doivent être considérées comme des acquisitions de services professionnels :

- a) Les transactions où Hydro-Québec se lie à une entité externe qui s'engage à fournir, moyennant une rémunération, un service professionnel spécifique. Dans ce type de transactions, l'entité externe dirige elle-même la réalisation du service professionnel et est totalement responsable du résultat envers Hydro-Québec. Il n'existe aucun lien de subordination entre elle et Hydro-Québec. Les acquisitions de cette catégorie de services professionnels doivent être traitées suivant les modalités spécifiques aux contrats d'entreprise.
- b) Les transactions où Hydro-Québec se lie à une personne qui s'oblige, pour un temps limité et moyennant une rémunération, à fournir un service professionnel sous la direction ou le contrôle d'Hydro-Québec. Cette personne est un travailleur occasionnel. Les acquisitions de cette catégorie de services professionnels doivent être traitées suivant les modalités spécifiques aux contrats de travail.

Toute transaction avec une entité externe visant à développer une activité commerciale conjointe ne constitue pas une acquisition de services professionnels, même si elle peut comporter un volet fourniture de services professionnels. Ce type de transactions n'est pas une acquisition de services professionnels et doit être traité selon les règles établies pour les partenariats d'affaires.

(Pour de plus amples informations au sujet des partenariats d'affaires, consultez la directive Partenariats d'affaires.)

Des restrictions sont imposées quant à l'acquisition de certains services professionnels. *(Voir l'annexe I pour la liste des restrictions.)*

2.2.3 Critères généraux pour la sélection des fournisseurs

La sélection des fournisseurs pour l'attribution de contrats de services professionnels doit se faire parmi les fournisseurs qualifiés selon les règles de l'entreprise spécifiques au domaine d'activités concerné. *(Voir l'annexe I pour la liste des domaines concernés par la qualification des fournisseurs.)* Ces fournisseurs doivent également détenir tous les permis et autorisations requis par la loi et les

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

règlements en vigueur applicables à la réalisation de l'activité visée.

De plus, la sélection des fournisseurs pour l'attribution de contrats de services professionnels liés à la mission de base d'Hydro-Québec doit se faire parmi les fournisseurs enregistrés à la norme ISO 9000, sauf lorsqu'il s'agit d'activités liées à la vente de l'énergie, à la commercialisation de la technologie et du savoir-faire ainsi qu'aux activités nécessaires au développement stratégique de la mission de base. Cette règle ne s'applique pas aux institutions d'enseignement, instituts de recherche, organismes publics ou parapublics ni aux travailleurs autonomes ou occasionnels. Toute dérogation à cette règle doit être autorisée au préalable, conformément au *Répertoire des pouvoirs de décision* d'Hydro-Québec.

(Pour de plus amples informations au sujet de la qualification des fournisseurs, consultez la directive Gestion de la qualité des biens et des services achetés.)

2.2.4 Types d'acquisitions

Deux types de transactions doivent être considérés comme des acquisitions de services professionnels :

- a) Les transactions où Hydro-Québec assume seule le paiement de la totalité des services professionnels. Les résultats et les droits inhérents doivent lui appartenir en totalité. Ce type d'acquisition de services professionnels doit être traité suivant les modalités spécifiques aux acquisitions à titre exclusif.
- b) Les transactions où Hydro-Québec acquiert un service professionnel en partageant avec une ou des entité(s) externe(s) les connaissances, les coûts, les risques, la propriété ou les droits liés à ce service professionnel. Ce type d'acquisition de services professionnels doit être traité suivant les modalités spécifiques aux acquisitions à titre de partenaire.

2.2.5 Modes d'acquisition

L'acquisition de services professionnels doit se faire selon l'un des deux modes suivants :

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

A. La négociation de gré à gré

La négociation de gré à gré doit normalement être utilisée pour acquérir des services professionnels liés à la mission de base d'Hydro-Québec.

Le choix du fournisseur pour la négociation de gré à gré doit se faire en prenant en considération que l'approvisionnement en services professionnels requiert le maintien et le développement, sur une base durable, de l'expertise d'un nombre suffisant de fournisseurs qualifiés, et en considérant les avantages de conclure des ententes à long terme avec les fournisseurs afin d'obtenir et de maintenir des services de première qualité.

Pour les activités liées à la mission de base d'Hydro-Québec, la négociation de gré à gré peut être remplacée par un appel de propositions restreint, lorsqu'il s'avère nécessaire de favoriser le développement du savoir-faire, l'optimisation des méthodes et l'application de nouvelles technologies.

B. L'appel de propositions restreint

L'appel de propositions restreint doit être normalement utilisé pour acquérir des services professionnels qui ne sont pas liés à la mission de base d'Hydro-Québec. Cette règle comporte certaines exceptions mentionnées à l'annexe I.

Dans un appel de propositions, au moins trois fournisseurs doivent être invités à soumettre une proposition ferme sur la base d'un document d'appel de propositions. Toute dérogation à cette règle doit être autorisée au préalable, conformément au *Répertoire des pouvoirs de décision* d'Hydro-Québec.

Le document d'appel de propositions doit comprendre, entre autres, les clauses générales normalisées, les clauses techniques et commerciales, une description détaillée des services requis, un échéancier ainsi que les critères d'analyse des propositions.

Le contenu du document d'appel de propositions doit permettre d'évaluer et de comparer les compétences et les expériences particulières des fournisseurs, les différents concepts et les méthodes de réalisation proposés, l'estimation de la valeur globale d'un projet ainsi que les efforts d'optimisation, afin de favoriser une saine concurrence et de s'assurer d'obtenir des

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

services de qualité à un coût compétitif.

Lors d'un appel de propositions, un comité d'analyse doit être constitué afin d'étudier les propositions des fournisseurs et de recommander celle qui s'avère la plus avantageuse pour Hydro-Québec. (*Voir l'annexe I pour la composition du comité d'analyse.*)

Il est possible, en obtenant l'autorisation préalable conformément au *Répertoire des pouvoirs de décision* d'Hydro-Québec, de déroger à la règle de l'appel de propositions et de négocier de gré à gré dans les cas suivants:

- a) le besoin ne peut être exprimé de façon suffisamment précise pour permettre le recours à un appel de propositions ;
- b) le besoin comporte des activités de recherche et de développement, l'élaboration d'un concept et la mise au point d'un prototype, lesquelles activités sont réalisées par le même fournisseur ;
- c) il s'agit de travaux d'adaptation, de modification ou de surveillance confiés au concepteur d'un produit et réalisés dans le cadre d'un même projet ;
- d) le besoin requiert des compétences spécifiques particulièrement adaptés à la problématique en présence ou les services d'un spécialiste spécifique possédant de telles compétences ;
- e) il est nécessaire d'initier un projet de façon urgente pour assurer la protection du personnel et des biens d'Hydro-Québec ainsi que la sécurité du public ;
- f) il s'agit d'une activité où le fournisseur est unique .

2.2.6 Négociation d'un contrat

Tout contrat d'acquisition de services professionnels, peu importe le mode d'acquisition, doit faire l'objet d'une négociation. La négociation doit tenir compte des pratiques d'affaires d'Hydro-Québec et porter notamment sur le contenu du mandat, les méthodes de travail, l'échéancier, l'organisation de l'équipe de travail, les qualifications des ressources ainsi que le coût des services et le mode de rémunération.

Lorsqu'il s'agit de services liés à la mission de base d'Hydro-Québec, le responsable de la négociation du contrat doit exiger du fournisseur son Plan Qualité (le Plan Qualité est l'ensemble des méthodes et des

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

outils énonçant les pratiques, les moyens et la séquence des activités spécifiques à un service, un produit, un projet ou un contrat particulier.) Le Plan Qualité peut être plus ou moins élaboré selon la nature des services.

2.2.7 Documents contractuels

Tout engagement liant Hydro-Québec à un fournisseur doit faire l'objet d'un contrat.

L'utilisation des clauses générales et des documents contractuels normalisés relatifs aux services professionnels est obligatoire pour tout contrat. (*Voir l'annexe I pour les exceptions.*)

La portée d'une clause générale ne peut pas être modifiée par une clause particulière sans autorisation préalable. La décision d'autoriser une modification à une clause générale est régie par le *Répertoire de pouvoirs de décision* d'Hydro-Québec.

2.3 RÈGLES RELATIVES À L'ADMINISTRATION DES CONTRATS DE SERVICES PROFESSIONNELS

2.3.1 Administration d'un contrat

Tout membre du personnel de l'entreprise qui administre ou participe à l'administration d'un contrat ne doit pas solliciter une personne à l'emploi d'un fournisseur en vue de l'embaucher, à moins d'une entente écrite au préalable avec ce dernier.

Tout membre du personnel de l'entreprise qui administre ou participe à l'administration d'un contrat ne doit pas poser des gestes qui pourraient affecter la réalisation d'un ou de plusieurs mandat(s) mené(s) par le même fournisseur dans le cadre d'autres contrats avec Hydro-Québec. Il est strictement interdit d'exiger des ressources déjà affectées à la réalisation d'un mandat en cours à Hydro-Québec ou d'accorder des augmentations de tarifs pour inciter le fournisseur à affecter des ressources à la réalisation d'un mandat au détriment d'un autre.

Tout responsable de l'administration d'un contrat doit assurer un suivi continu des activités inhérentes au mandat accordé à un fournisseur de services professionnels, afin de contrôler le contenu et l'avancement des travaux et pouvoir apporter, au moment opportun, les modifications nécessaires au contrat. Ce suivi doit permettre en

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

autre de valider les services reçus par rapport à la rémunération versée, d'évaluer la performance du fournisseur et de rendre compte de l'administration du contrat.

Lorsqu'il s'agit de services liés à la mission de base d'Hydro-Québec, le responsable de l'administration d'un contrat doit suivre le Plan Qualité du fournisseur.

2.3.2 Changements à un contrat

Tout ajout ou modification à l'objet (travaux) ou à la nature (clauses contractuelles) d'un contrat doit être convenu(e) entre les parties et confirmé(e), au préalable, par un document contractuel (avenant au contrat). L'avenant au contrat est un document contractuel normalisé et son utilisation est obligatoire.

Seuls les travaux additionnels absolument nécessaires à la réalisation de l'objet d'un contrat peuvent donner lieu à un changement à un contrat. (On entend par travaux additionnels, les travaux qui n'ont pas été pris en compte dans le contrat, en raison de la non connaissance de certains événements ou d'un manque de précision dans la définition de l'objet du contrat). Les travaux qui ne correspondent pas à cette définition doivent faire l'objet d'un contrat distinct.

2.3.3 Évaluation de la performance

Chaque responsable de l'administration d'un contrat doit prendre les mesures nécessaires pour que la performance du fournisseur soit évaluée, et ce conformément aux règles spécifiées dans la directive *Gestion de la qualité des biens meubles et des services achetés*.

3. Mécanismes de suivi

La direction Approvisionnement fera un suivi de l'efficacité de sa directive *une fois par an*. À cette fin, elle implante les mécanismes suivants :

- a) vérification du respect des règles ;
- b) analyse et diagnostic de l'efficacité des encadrements sur une base régulière et, si nécessaire, proposition de mesures correctives ;
- c) programmes continus d'information et de sensibilisation au sujet de la directive et des encadrements qui en découlent .

Les unités administratives de l'entreprise doivent assurer

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

l'application de la présente directive et fournir l'information nécessaire au suivi.

Toute dérogation à l'application d'une ou de plusieurs règles contenues dans la présente directive sera signalée.

4. Liste des annexes

Annexe I

Règles particulières relatives à l'acquisition de services professionnels.

L'annexe I est mise à jour par la fonction Approvisionnement au fur et à mesure de l'évolution des besoins de l'entreprise. Le directeur Approvisionnement est délégué pour la prise de décision quant à la mise à jour de cette annexe dans la mesure où les règles particulières ne modifient pas la portée générale des règles énoncées dans la directive.

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

RÈGLES PARTICULIÈRES RELATIVES À L'ACQUISITION DE SERVICES PROFESSIONNELS

La présente annexe traite de l'application de certaines règles générales de la directive dans des contextes particuliers ou exceptionnels.

1. Restrictions à l'égard de certains services professionnels

1.1 Recours aux services de retraités d'Hydro-Québec

Il n'est pas permis d'octroyer un contrat de services professionnels à un retraité d'Hydro-Québec, sauf si les services du retraité sont requis à titre d'expert pour participer à des comités conseils ou de gérance.

De plus, un retraité d'Hydro-Québec à l'emploi d'une firme sous contrat à Hydro-Québec ne peut être prestataire de services professionnels à Hydro-Québec pour une période de trois ans suivant son départ à la retraite.

Tout recours exceptionnel aux services de retraités doit être soumis à l'approbation du relevant de président concerné. Cette approbation doit être obtenue en plus des autorisations prescrites par le répertoire des pouvoirs de décision.

Lorsqu'il s'agit d'un retraité ayant reçu une indemnité de départ, le recours aux services de ce retraité dans une période de trois ans suivant son départ à la retraite doit être soumis à l'approbation du président-directeur général. Cette approbation doit être obtenue en plus des autorisations prescrites par le répertoire des pouvoirs de décision.

Les programmes de départ peuvent fixer des règles spécifiques. Ces règles spécifiques ont préséance sur les règles contenues dans la présente directive.

1.2 Recours aux services de travailleurs autonomes

Il n'est pas permis d'octroyer un contrat de services professionnels à un travailleur autonome lorsque son travail doit s'effectuer à plein temps dans les installations d'Hydro-Québec, sauf s'il s'agit de services juridiques, parajuridiques, d'arbitrage, médicaux et paramédicaux. Toute dérogation à cette règle doit être autorisée au préalable, conformément au *Répertoire des pouvoirs de décision* d'Hydro-Québec.

Un travailleur autonome est un individu qui dirige lui-même son travail et s'expose à des pertes financières dans le cadre de ses opérations. Moyennant une rémunération forfaitaire ou per diem, le travailleur autonome est responsable de fournir un service professionnel

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

spécifique. Le travailleur autonome est lié à Hydro-Québec par un contrat d'entreprise. Tout travailleur dont le profil ne correspond pas à cette définition doit être traité suivant les modalités applicables à l'acquisition de services professionnels de travailleurs occasionnels.

2. Qualification des fournisseurs

Conformément aux règles spécifiées dans la directive *Gestion de la qualité des biens meubles et services achetés*, certains domaines d'activités nécessitent l'application d'un processus particulier de qualification des fournisseurs qui doit être respecté. Ces domaines sont les suivants :

- Architecture et génie du bâtiment ;
- Contrôle de la qualité ;
- Environnement ;
- Géomatique ;
- Informatique ;
- Ingénierie ;
- Ingénierie des matériaux et Laboratoires .

Quant aux domaines regroupant les activités Commercialisation et Études, recherche et expertises, le gestionnaire requérant doit s'assurer que le ou les fournisseur(s) suggéré(s) possède(nt) les compétences nécessaires pour exécuter le travail. Il en est de même pour un contrat Ad hoc.

3. Exceptions à la règle de l'appel de propositions

Pour les activités non liées à la mission de base d'Hydro-Québec, l'appel de propositions est facultatif pour acquérir :

- a) des services professionnels d'une valeur de 100 000\$ ou moins ;
- b) des services de travailleurs occasionnels ;
- c) des services professionnels requis pour toute activité de recherche et de développement auprès d'une université, d'un CEGEP ou d'un institut de recherche ;
- d) des services professionnels auprès d'une filiale dans laquelle Hydro-Québec détient une participation majoritaire ;
- e) des services professionnels auprès d'un fournisseur à l'extérieur du Québec ;
- f) des services juridiques et parajuridiques ainsi que des services d'arbitrage ;

Titre	Numéro
Acquisition et administration des contrats de services professionnels	DIR-09

- g) des services médicaux et paramédicaux ;
- h) les services d'un spécialiste possédant des compétences rares dans un domaine d'expertise de pointe ;
- i) des services directement liés aux activités de financement de l'entreprise, à des projets d'acquisition, de fusion, de partenariat ou de disposition d'entreprises .

4. Comité d'analyse des propositions

Le comité d'analyse des propositions doit compter au moins deux personnes qui n'ont pas de lien hiérarchique et dont une de ces personnes ne relève pas du gestionnaire requérant. Un représentant de la fonction Approvisionnement fournit le support d'expertise nécessaire au comité d'analyse des propositions.

5. Exceptions à la règle de l'utilisation de documents contractuels normalisés

Lorsque la valeur des services professionnels requis est de 10 000 \$ ou moins, l'utilisation des clauses générales et des documents contractuels normalisés est facultative.

6. Résumé des cas de dérogation mentionnés dans la directive et nécessitant une autorisation préalable

Il faut obtenir une autorisation préalable afin de déroger aux règles de la directive dans les cas suivants :

- a) un fournisseur suggéré n'est pas qualifié selon les règles de l'entreprise ;
- b) un fournisseur suggéré n'est pas enregistré à la norme ISO 9000 lorsque cet enregistrement est requis ;
- c) le nombre suggéré de fournisseurs invités dans un appel de propositions est inférieur à trois ;
- d) le mode d'acquisition suggéré est le gré à gré alors que la directive prescrit l'appel de propositions ;
- e) il est suggéré d'octroyer un contrat à un travailleur autonome lorsque son travail doit s'effectuer à plein temps dans les installations d'Hydro-Québec (sauf pour les cas d'exception déjà prévus dans cette annexe) .

Les décisions d'autoriser des dérogations sont régies par le *Répertoire de pouvoirs de décision* d'Hydro-Québec.

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

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

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 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	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.

**Entente de raccordement pour l'intégration de la
centrale de l'Eastmain-1 entre Hydro-Québec
TransÉnergie et Hydro-Québec Production**

**PREUVE EN CHEF DE
TRANSÉNERGIE**

**ENTENTE DE RACCORDEMENT
POUR L' INTÉGRATION D'UNE CENTRALE
AU RÉSEAU D' HYDRO-QUÉBEC**

ENTRE

Hydro-Québec TransÉnergie

ET

Hydro-Québec Production

Centrale Eastmain-1

Montréal, le 12 mars 2004

TABLE DES MATIÈRES

PREMIÈRE PARTIE CONDITIONS GÉNÉRALES	3
1. DÉFINITIONS.....	3
1.1 <i>Amendement</i>	3
1.2 <i>Centrale</i>	3
1.3 <i>Jours ouvrables</i>	3
1.4 <i>Mise sous tension initiale</i>	3
1.5 <i>Point de raccordement</i>	4
1.6 <i>Poste de départ</i>	4
1.7 <i>Réfection ou modification</i>	4
1.8 <i>Services complémentaires</i>	4
1.9 <i>Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec</i>	4
2. GÉNÉRALITÉS	4
3. OBJET	5
4. ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ENTENTE	5
5. DURÉE DE L' ENTENTE ET RECONDUCTION	5
6. CONDITIONS PRÉALABLES À LA MISE EN EXPLOITATION	6
6.1 <i>Mise sous tension initiale</i>	6
6.2 <i>Synchronisation au réseau</i>	6
6.3 <i>Acceptation finale</i>	6
6.4 <i>Retard dans la mise sous tension initiale</i>	7
7. FRAIS D'INTÉGRATION, D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE.....	7
7.1 <i>Frais d'intégration</i>	7
7.2 <i>Frais d'exploitation et de maintenance</i>	8
8. CONCEPTION ET CONSTRUCTION DE LA CENTRALE	8
9. EXPLOITATION DE LA CENTRALE.....	9
9.1 <i>Exploitation de la centrale</i>	9
9.2 <i>Essais pour établir la puissance effective maximale (MW et MVAR) des groupes turboalternateurs</i>	10
9.3 <i>Vérification de l'état et des réglages des automatismes</i>	10
9.4 <i>Formation du personnel</i>	10
9.5 <i>Stratégies de production</i>	10
10. MAINTENANCE ET INDISPONIBILITÉS.....	10
10.1 <i>Programme de maintenance</i>	10
10.2 <i>Coordination des programmes de maintenance</i>	11
10.3 <i>Rapport d'événements et d'indisponibilité</i>	11
11. MESURAGE DE L' ÉLECTRICITÉ.....	11

12. SUSPENSION DE L'ENTENTE	11
13. REMBOURSEMENT PAR LE PRODUCTEUR DU COÛT DES TRAVAUX ASSUMÉS PAR LE TRANSPORTEUR EN CAS D'ABANDON DU PROJET	12
14. RÉFECTION OU MODIFICATION À LA CENTRALE	13
15. DROIT D'ACCÈS.....	13
16. RESPONSABILITÉ EN CAS DE DOMMAGES	14
17. FORCE MAJEURE.....	14
18. REMISE DE DOCUMENTS ET AUTRES INFORMATIONS.....	14
19. AVIS, COMMUNICATIONS URGENTES ET REPRÉSENTANTS	15
19.1 Avis.....	15
19.2 Communications urgentes	15
19.3 Représentants.....	15
20. APPROBATION ET EXIGENCES DU TRANSPORTEUR	16
21. CONVENTIONS PRÉALABLES ET MODIFICATIONS.....	16
22. LOIS APPLICABLES.....	16
23. SUCCESSEURS ET AYANTS CAUSE.....	16
 DEUXIÈME PARTIE CLAUSES PARTICULIÈRES	17
24. DATE PRÉVUE POUR LA MISE SOUS TENSION INITIALE.....	17
25. PUISSANCE MAXIMALE D'INJECTION AU POINT DE RACCORDEMENT	17
26. CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉLECTRICITÉ	17
27. ENGAGEMENT D'ACHAT DU PRODUCTEUR POUR COUVRIR LES FRAIS D'INTÉGRATION	17
28. ADRESSES DES PARTIES POUR LES AVIS.....	18
 ANNEXE I	19
DESCRIPTION SOMMAIRE DE LA CENTRALE	19
 ANNEXE II.....	21
NORMES, GUIDES, CODES ET EXIGENCES TECHNIQUES APPLICABLES.....	21
 ANNEXE III.....	22
TRAVAUX D' INTÉGRATION, COÛT ET ÉCHÉANCIER.....	22
 ANNEXE IV	26
ENGAGEMENT D'ACHAT.....	26

ENTENTE intervenue à Montréal, province de Québec, le 12^e jour de mars 2004.

ENTRE **Hydro-Québec TransÉnergie**, une division d'Hydro-Québec, personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par Mme Chantal Guimont, directrice Commercialisation, dûment autorisée aux fins des présentes tel qu'elle le déclare;

(ci-après appelée le "**Transporteur**");

ET **Hydro-Québec Production**, une division d'Hydro-Québec, personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par M. Daniel Garant, vice-président Marchés de gros et Projets de développement, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare;

(ci-après appelée le "**Producteur**").

ATTENDU QUE le Producteur a l'intention d'aménager et d'exploiter sur la rivière Eastmain dans le nord du Québec à environ 70 km au nord du poste de transport Nemiscau, un poste à 735 kV près du village de Nemaska, une centrale de production d'électricité d'une puissance installée de 480 MW, appelée Eastmain-1;

ATTENDU QUE l'électricité produite par cette centrale servira à répondre aux engagements de livraison d'électricité du Producteur sur les marchés du Québec et hors Québec;

ATTENDU QUE le Transporteur désire raccorder ladite centrale à son réseau de transport d'électricité et désire également convenir de certaines modalités relatives à l'exploitation de cette centrale;

EN CONSÉQUENCE, les parties aux présentes conviennent mutuellement de ce qui suit :

PREMIÈRE PARTIE CONDITIONS GÉNÉRALES

1. DÉFINITIONS

Dans la présente entente, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont la signification qui leur est attribuée.

1.1 *Amendement*

Amendement à la présente entente, à intervenir éventuellement entre les deux parties, portant sur la description d'un projet de *réfection ou modification* de la *centrale*, ainsi que le coût, l'échéancier des travaux et l'engagement d'achat pour couvrir le coût des travaux ou pour tout autre raison.

1.2 *Centrale*

L'usine de production d'électricité sur la rivière Eastmain, appelée Eastmain-1, dans le nord du Québec à environ 70 km au nord du poste de transport Nemiscau, un poste à 735 kV situé près du village de Nemaska, incluant l'ensemble de l'appareillage de production d'électricité appartenant au Producteur ou sur lesquels il détient des droits, formé principalement des groupes turboalternateurs, des disjoncteurs et jeux de barres moyenne tension jusqu'au *point de raccordement*, et de leurs systèmes de protection respectifs. Les principaux équipements de cet appareillage sont décrits de façon sommaire à l'annexe I.

1.3 *Jours ouvrables*

Toutes les journées de l'année, sauf les samedis, les dimanches et les jours fériés suivants, à savoir la veille du Jour de l'An, le Jour de l'An, le lendemain du Jour de l'An, le Vendredi saint, le Lundi de Pâques, la Fête de Dollard ou Fête de la Reine, la Fête nationale du Québec, la Fête du Canada, la Fête du Travail, l'Action de grâces, la veille de Noël, Noël, le lendemain de Noël et tout autre jour férié applicable au Québec fixé par proclamation des gouvernements fédéral et provincial ou tout autre jour convenu entre les parties.

1.4 *Mise sous tension initiale*

La mise sous tension initiale des équipements de la *centrale* a le sens prévu au paragraphe 6.1.

1.5 *Point de raccordement*

Point de démarcation entre les équipements appartenant au Transporteur et ceux appartenant au Producteur. Le point de raccordement de la *centrale* est situé du côté basse tension des transformateurs élévateurs de tension qui sont situés sur le tablier adjacent à la *centrale* à environ 200 mètres du *poste de départ*. La tension nominale de raccordement pour la *centrale* est de 13,8 kV.

1.6 *Poste de départ*

Poste à la *centrale*, appartenant au Transporteur, constitué de la partie sectionnement haute tension, des transformateurs de puissance élévateurs de tension et de trois lignes de 315 kV reliant la partie sectionnement haute tension aux transformateurs de puissance élévateurs de tension.

1.7 *Réfection ou modification*

Toute modification, autre que l'entretien normal, apportée à la *centrale* comprenant une modification de réglage, une remise à neuf ou le remplacement des équipements couverts par les exigences techniques émises par le Transporteur et prévues à l'annexe II.

1.8 *Services complémentaires*

Ensemble des services nécessaires et généralement reconnus, tel que défini par les *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec*, pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau du Transporteur.

1.9 *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec*

Document approuvé par la Régie de l'énergie qui précise les tarifs et les conditions auxquels le service de transport de l'électricité est offert par le Transporteur au Québec.

2. GÉNÉRALITÉS

Sauf disposition expresse ou indication contraire du contexte et aux fins des présentes :

- a) le défaut ou le retard de l'une ou l'autre des parties d'exercer un droit prévu à la présente entente ne constitue pas une renonciation à un tel droit et aucune des parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement ce droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie. Toute renonciation à un droit ou manquement à l'exécution d'une obligation, de la part de l'une ou l'autre des parties, doit être signifié par écrit ;

- b) le préambule et les annexes I, II, III et IV font partie intégrante de la présente entente ;
- c) tous les montants mentionnés sont indiqués en devises canadiennes et tout paiement en vertu des présentes doit être fait en devises canadiennes ;
- d) les mots écrits au singulier comprennent le pluriel et vice versa. Les mots écrits au masculin comprennent le féminin ;
- e) les titres des articles n'ont été insérés que pour faciliter la lecture et n'ont aucune incidence sur l'interprétation de l'entente ;
- f) les normes, exigences et autres documents techniques émis par le Transporteur relatifs à la conception de la *centrale* et auxquels il est fait référence à l'annexe II sont ceux en vigueur au moment de la conception ou, selon le cas, de la *réfection ou modification* de celle-ci ;
- g) dans un article, toute référence à un article inclut tous ses paragraphes et toute référence à un paragraphe inclut tous ses sous-paragraphes.

3. OBJET

Les parties conviennent des modalités de raccordement de la *centrale* au réseau de transport d'électricité du Transporteur ainsi que certaines modalités applicables pour l'exploitation, la maintenance, la *réfection ou modification* de la *centrale*.

Les parties conviennent de la nécessité d'une coordination entre elles à cet effet afin d'assurer un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité du réseau de transport au Québec.

4. ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ENTENTE

La présente entente entre en vigueur en date des présentes.

5. DURÉE DE L' ENTENTE ET RECONDUCTION

La durée de l'entente est de vingt (20) ans à compter de la date de *mise sous tension initiale* des équipements de la *centrale* et se reconduit automatiquement par la suite d'année en année à moins que l'une ou l'autre des parties n'y mette fin en donnant à l'autre partie, au moins deux (2) mois avant l'arrivée d'un terme quelconque, un avis de non-reconduction. Le Transporteur ne pourra refuser de reconduire la présente entente à moins que le Producteur ne soit en défaut en vertu des dispositions de l'article 12.

6. CONDITIONS PRÉALABLES À LA MISE EN EXPLOITATION

6.1 *Mise sous tension initiale*

La première mise sous tension des équipements de la *centrale* par le réseau du Transporteur en vue des essais doit préalablement être autorisée par le Transporteur. Le Producteur doit faire parvenir au Transporteur un avis écrit au moins un (1) mois à l'avance indiquant la date prévue de la mise sous tension initiale des équipements de la *centrale*.

Pour que cette mise sous tension initiale soit acceptée, il faut que les travaux d'intégration mentionnés à l'annexe III soient complétés ou suffisamment avancés pour permettre une mise sous tension initiale des équipements de la *centrale* en toute sécurité, et que le Producteur ait rempli les conditions suivantes :

- a) livraison au Transporteur, au moins deux (2) mois avant la mise sous tension initiale prévue, de la **version finale** signée et scellée par un ingénieur, du schéma unifilaire de la *centrale*, des schémas des systèmes de commande et de protection, de l'étude de protection, ainsi que des données et des calculs requis, le tout tel que prévu dans les normes et exigences techniques mentionnées à l'annexe II ;
- b) livraison au Transporteur, au moins un (1) mois avant la *mise sous tension initiale* prévue, de la liste des essais de vérification "en réseau" et "hors réseau" et de la procédure de mise en service de la *centrale* ;
- c) livraison au Transporteur, dans un délai raisonnable avant la date prévue de la mise sous tension initiale, des résultats des essais de vérification effectués "hors réseau".

6.2 Synchronisation au réseau

Après que les résultats des essais de vérification effectués "hors réseau" aient été livrés au Transporteur et s'ils sont concluants, le Producteur devra demander à l'exploitant désigné du Transporteur l'autorisation d'effectuer les manoeuvres requises pour synchroniser ses groupes turboalternateurs au réseau.

6.3 Acceptation finale

L'acceptation finale du raccordement de la *centrale* ou de la mise en exploitation des nouveaux équipements de production à la suite de *réfection ou modification* sera accordée au Producteur lorsque les conditions suivantes seront remplies :

- a) livraison au Transporteur des rapports des essais de vérification effectués "en réseau" dans le format "au propre" et des rapports des

essais "hors réseau" non remis avant la *mise sous tension initiale* et jugés essentiels par le Transporteur ;

- b) livraison au Transporteur du schéma unifilaire de la *centrale*, des schémas des systèmes de commande et de protection, de l'étude de protection incluant les réglages des dispositifs de protection, les réglages des systèmes de contrôle de tension et de fréquence incluant les circuits stabilisateurs, le tout dans la version "Tel que construit".

6.4 Retard dans la *mise sous tension initiale*

Ni le Transporteur, ni le Producteur ne peut être tenu responsable l'un par rapport à l'autre des dommages et pertes causés à l'autre partie suite à la faute de l'une ou l'autre des parties entraînant un retard dans la *mise sous tension initiale* des équipements de la *centrale*, ou de nouveaux équipements à la suite de *réfection ou modification*.

7. FRAIS D'INTÉGRATION, D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

7.1 Frais d'intégration

À l'exception du coût de l'étude d'impact, dont le coût est assumé par le Producteur, le coût de toutes les activités et des équipements situés du côté réseau par rapport au *point de raccordement* requis par le Transporteur pour l'intégration de la *centrale* à son réseau décrit à l'annexe III, incluant le coût des moyens de communication et leur installation, est assumé par le Transporteur, le tout sous réserve des coûts maximums prévus aux *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* et des conditions prévues à l'engagement d'achat joint à l'annexe IV.

Le coût des additions ou modifications aux installations de tierces parties, rendues nécessaires pour intégrer la *centrale* au réseau du Transporteur, est également assumé par le Transporteur, le tout sous réserve des coûts maximums prévus aux *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* et des conditions prévues à l'engagement d'achat joint à l'annexe IV.

Dans l'éventualité d'un projet futur du Producteur d'ajout de puissance à la *centrale*, de *réfection ou modification*, le coût des additions ou modifications aux installations de tierces parties, rendues nécessaires pour intégrer la puissance additionnelle au réseau du Transporteur, sera également assumé par le Transporteur, le tout sous réserve des coûts maximums prévus aux *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* et des conditions prévues à l'engagement d'achat joint à l'annexe IV.

Tout excédent au coût global de raccordement de la *centrale* ou au coût du *poste de départ* par rapport aux montants maximums prévus aux *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* doit avoir été préalablement accepté par écrit par le Producteur et est payable par le Producteur à compter de la date d'acceptation finale du raccordement tel que définie au paragraphe 6.3.

Advenant que dans le futur, le raccordement de la *centrale* doive être modifié à la demande du Transporteur, les coûts additionnels occasionnés par ces modifications seront assumés par le Transporteur.

La description des travaux d'intégration, l'estimation du coût des activités et équipements, le délai de réalisation, le schéma de raccordement de la *centrale* et les clauses particulières, y compris les restrictions d'exploitation sont établis à l'annexe III.

Dans l'éventualité de travaux futurs de *réfection ou modification*, la description des travaux d'intégration, l'estimation du coût des activités et équipements, le délai de réalisation, le schéma des installations et les clauses particulières, y compris les restrictions d'exploitation seront établis par un *amendement* selon le modèle de l'annexe III.

7.2 Frais d'exploitation et de maintenance

Tous les frais annuels d'exploitation et de maintenance des équipements, situés du côté réseau par rapport au *point de raccordement*, installés par le Transporteur et auxquels réfèrent le paragraphe 7.1 sont assumés par le Transporteur.

Sauf les équipements installés chez des tierces parties, tous les équipements mentionnés au paragraphe 7.1, sont la propriété du Transporteur, lequel en assure l'exploitation et la maintenance pendant la durée de la présente entente. Le Transporteur assume, à ses frais, la réparation ou le remplacement de ceux-ci.

8. CONCEPTION ET CONSTRUCTION DE LA CENTRALE

Le Producteur s'engage à concevoir et à construire la *centrale* selon les règles de l'art et ce, conformément aux normes et exigences techniques applicables et en vigueur au moment de la conception de la *centrale*.

Tout équipement ou appareil utilisé dans la *centrale* doit respecter les codes, normes et règles applicables dans la province de Québec à des installations de production d'électricité. En l'absence de telles normes, le Producteur doit convenir avec le Transporteur des caractéristiques des équipements qu'il devra

respecter pour satisfaire les critères raisonnables de fiabilité et de sécurité établis par le Transporteur.

Advenant que dans le futur, après le début de l'exploitation de la *centrale*, les exigences techniques de raccordement et d'exploitation du Transporteur soient modifiées, elles seront appliquées à la demande du Transporteur et les parties conviendront d'une entente écrite équitable à ce sujet.

Pendant les périodes de conception et de construction de la *centrale* et au cours de son exploitation, le Producteur fournit, à ses frais et conformément aux normes et exigences indiquées à l'annexe II, toute information requise par le Transporteur en rapport avec les équipements de la *centrale*.

Le Producteur doit remettre au Transporteur copie des plans et devis (version préliminaire, version finale, approuvé pour construction et "Tel que construit") des équipements électriques, ainsi que de toute nouvelle installation électrique ou de toute modification apportée à la *centrale*.

Lorsque le Producteur modifie ses équipements après l'acceptation finale du raccordement par le Transporteur prévue au paragraphe 6.3, il doit le faire à ses frais et conformément aux exigences en vigueur au moment de la modification et ce, uniquement pour les équipements modifiés.

9. EXPLOITATION DE LA CENTRALE

9.1 Exploitation de la *centrale*

Le Producteur doit exploiter la *centrale* conformément aux exigences du contrôleur du réseau de transport et aux normes et exigences techniques du Transporteur applicables mentionnées à l'annexe II, de façon à ne pas perturber le réseau du Transporteur et à ne pas nuire aux autres clients du Transporteur.

Le Producteur doit maintenir en service tous les automatismes de la *centrale* installés à la demande du Transporteur et ne peut modifier les réglages ou les caractéristiques de ses équipements sans avoir obtenu au préalable une acceptation écrite du Transporteur.

Le Producteur doit fournir au Transporteur la puissance active et réactive selon les consignes fournies par l'opérateur du réseau et selon les caractéristiques des alternateurs de la *centrale*.

Lorsque, le Transporteur requiert que des modifications soient apportées aux réglages des automatismes de la *centrale* installés à sa demande, le Transporteur devra le signifier par écrit au Producteur qui devra exécuter les correctifs requis.

9.2 Essais pour établir la puissance effective maximale (MW et MVAR) des groupes turboalternateurs

Outre l'engagement du Producteur à fournir au Transporteur toutes les données requises pour assurer l'exploitation fiable des réseaux électriques de la zone de réglage du Québec ainsi que toutes les informations requises pour permettre au Transporteur d'assurer l'équilibre offre demande, de régulariser la fréquence, la tension et de maintenir la réserve d'exploitation des dits réseaux ainsi que les échanges avec les autres zones de réglages, le Producteur devra, à chaque année entre les mois de novembre et février inclusivement et dans les 10 jours suivant la mise en service des équipements raccordés au réseau après une *réfection ou modification*, planifier et réaliser un essai de puissance effective maximale (MW et MVAR) des alternateurs et en transmettre les résultats au Transporteur dans un délai de 10 jours.

9.3 Vérification de l'état et des réglages des automatismes

Le Producteur doit fournir au Transporteur un rapport de vérification des réglages et des automatismes de la *centrale* installés à sa demande à tous les cinq ans, et dans les 10 jours suivant la mise sous tension de nouveaux équipements à la suite de mise en exploitation, de *réfection ou modification*.

9.4 Formation du personnel

Le Producteur doit, à ses frais, donner une formation adéquate à son personnel pour l'exploitation de la *centrale* de façon à le rendre apte à assumer les tâches types énoncées au descriptif de tâches de l'emploi "Opérateur de centrale".

9.5 Stratégies de production

Le Producteur doit fournir au Transporteur des stratégies de production permettant au Transporteur de réaliser un programme de production selon les modalités convenues entre les deux parties.

10. MAINTENANCE ET INDISPONIBILITÉS

10.1 Programme de maintenance

Le Producteur doit préparer un programme de maintenance pour les équipements dont un défaut de fonctionnement pourrait nuire à la sécurité ou perturber le fonctionnement du réseau du Transporteur pendant la durée de la présente entente et ce, en respectant les normes et guides émis par le Transporteur à cet effet.

Le Producteur doit, dans les meilleurs délais, fournir au Transporteur les documents attestant que les vérifications et les travaux de maintenance ont été effectués.

Le Transporteur se réserve le droit de participer à ces vérifications effectuées chez le Producteur.

10.2 Coordination des programmes de maintenance

Le Producteur et le Transporteur doivent coordonner annuellement la programmation de leur maintenance respective selon les mécanismes d'échange d'informations convenus entre les parties.

10.3 Rapport d'événements et d'indisponibilité

Le Producteur doit remettre au Transporteur un rapport des événements survenus dans la *centrale* affectant le réseau du Transporteur selon les modalités convenues entre les deux parties.

11. MESURAGE DE L' ÉLECTRICITÉ

Aucun poste de mesurage pour les besoins de facturation n'est installé à la date de la signature des présentes.

12. SUSPENSION DE L'ENTENTE

Le Transporteur peut suspendre la présente entente et refuser la synchronisation des équipements de production de la *centrale* à son réseau de transport dans les situations suivantes :

- a) la *centrale* a été raccordée ou l'appareillage de production d'électricité a été synchronisé au réseau du Transporteur sans l'autorisation de ce dernier ;
- b) le réseau local ou régional du Transporteur est perturbé de façon telle que le Transporteur ne peut en assurer l'intégrité à cause d'un problème résultant de l'exploitation de la *centrale* ;
- c) le Producteur remplace, modifie ou altère, sans l'accord du Transporteur, tout appareil ou pièce d'équipement à la *centrale* qui aurait pour effet que le Transporteur ne puisse plus exploiter son réseau de façon fiable, sécuritaire ou ne puisse plus maintenir la même qualité de service à sa clientèle ;
- d) la puissance injectée au *point de raccordement* excède la puissance maximale établie à l'article 25 ou celle modifiée en vertu du paragraphe 9.2, sans avoir obtenu au préalable l'accord écrit du Transporteur ;

- e) le Producteur ne paie pas les frais d'intégration excédant les montants maximums prévus aux *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* ou ne respecte pas son engagement d'achat prévu à l'annexe IV ;
- f) le Producteur est en défaut de fournir au Transporteur les renseignements et documents raisonnablement exigibles en vertu de l'article 18, ou fournit des renseignements substantiels erronés, ou les renseignements et documents fournis ne permettent pas au Producteur de rencontrer ses obligations découlant de la présente entente ;
- g) les équipements de la *centrale* ou les nouveaux équipements installés lors de *réfection ou modification* ne sont pas matériellement conformes aux normes et exigences du Transporteur prévues à l'annexe II ;
- h) le Producteur est en défaut majeur d'exploiter ou de faire la maintenance de la *centrale* selon les exigences du Transporteur prévues à l'annexe II ;
- i) le Producteur refuse l'accès à la *centrale* aux représentants du Transporteur prévu à l'article 15.

Pour les cas prévus aux paragraphes a), b), c) et d) du présent article, le Transporteur peut exercer son droit de suspendre la présente entente sans préavis mais doit faire part, promptement et par écrit, au Producteur (i) des raisons ayant justifiées cette suspension et (ii) des frais directs engagés par l'interruption et ceux prévus pour le rétablissement du service de transport d'électricité.

Pour les cas prévus aux paragraphes e), f), g), h) et i) du présent article, lorsque le Transporteur a l'intention de suspendre la présente entente, il en avise le Producteur par écrit, au moins dix (10) *jours ouvrables* à l'avance, en indiquant la raison de son intention. Si le Producteur n'a pas corrigé la cause mentionnée dans l'avis écrit avant la fin du délai applicable, le Transporteur peut exercer son droit de suspendre l'entente jusqu'à ce que la cause mentionnée dans l'avis soit corrigée.

Le droit du Transporteur de suspendre l'entente en vertu du présent article cesse dès que le Producteur a remédié à la situation ayant justifié la suspension, ou que les parties ont convenu par écrit d'un délai raisonnable pour y remédier lorsque cela est possible, et qu'il a payé au Transporteur les frais directs engagés par l'interruption et ceux prévus pour le rétablissement du service de transport d'électricité.

13. REMBOURSEMENT PAR LE PRODUCTEUR DU COÛT DES TRAVAUX ASSUMÉS PAR LE TRANSPORTEUR EN CAS D'ABANDON DU PROJET

Advenant que le projet de mise en exploitation de la *centrale* faisant l'objet de la présente entente soit abandonné par le Producteur pour quelque raison que ce

soit, le Producteur remboursera au Transporteur dans un délai de 60 jours de la réception d'une demande à cet effet par le Transporteur, toutes les dépenses réellement encourues par ce dernier pour les travaux requis pour l'intégration de la *centrale* au réseau du Transporteur incluant le coût des ajouts requis au *poste de départ*, le coût de démantèlement des équipements appartenant au Transporteur duquel est soustrait la valeur de récupération des équipements, et tout intérêt afférent aux dépenses encourues dues au Transporteur. Le projet du Producteur sera présumé abandonné si la *mise sous tension initiale* des équipements de la *centrale* n'a pas eu lieu à l'intérieur d'un délai de 24 mois de la date prévue pour la *mise sous tension initiale* ou de la date reportée (prévue au paragraphe suivant) à cause du Producteur. Constitue également une présomption d'abandon du projet, la suspension indéfinie de la mise en exploitation de la *centrale*.

La date de *mise sous tension initiale* peut être reportée si le Producteur en fait la demande écrite au Transporteur, s'il peut démontrer qu'il a pris les mesures nécessaires pour établir une nouvelle date de *mise sous tension initiale* dans un délai raisonnable et que les parties ont convenu d'une entente écrite sur les conditions du report.

14. RÉFECTION OU MODIFICATION À LA CENTRALE

Advenant que le Producteur envisage, après le début de l'exploitation de la *centrale*, de faire une *réfection*, d'y apporter des *modifications* ayant un impact sur le réseau du Transporteur ou de modifier sa capacité de production d'électricité, le Producteur devra au préalable demander au Transporteur de réaliser une étude d'impact et un avant-projet, et par la suite convenir avec le Transporteur d'un *amendement*, avant de procéder à l'achat d'équipements et d'entreprendre quelque construction que ce soit. Si le Producteur procède à des dépenses de cette nature avant d'avoir conclu un *amendement* avec le Transporteur, ce dernier n'assumera aucune responsabilité relativement aux coûts encourus par le Producteur.

Lorsque le Producteur réalise une *réfection ou modification* à la *centrale*, il doit le faire conformément aux exigences de raccordement mentionnées à l'annexe II en vigueur au moment de la conception *de la réfection ou modification*.

15. DROIT D'ACCÈS

Le Transporteur a le droit d'accéder en tout temps raisonnable à la propriété du Producteur aux fins d'inspection, de vérification ou de dépannage des équipements qui sont sous la responsabilité du Transporteur.

Lorsque des questions de sécurité des personnes et du réseau du Transporteur sont en cause, le Transporteur a accès en tout temps, sans autre formalité.

16. RESPONSABILITÉ EN CAS DE DOMMAGES

Ni le Transporteur, ni le Producteur ne peuvent être tenus responsables l'un par rapport à l'autre des dommages et pertes causés à eux-mêmes, à leur personnel ou à leurs biens respectifs lors de l'exploitation de la *centrale* ou résultant de variations de tension ou de fréquence, d'interruptions, de perturbations, de défaillances mécaniques, de réenclenchements, du mauvais fonctionnement des moyens de communication ou de tout autre événement de même nature qui se produit sur le réseau du Transporteur, d'interruption de livraison ou de réception d'électricité, y compris les interruptions aux fins de maintenance, de réparations, de modifications, pour fin de réseau ou de sécurité publique.

Dans le cas où une tierce partie poursuit le Transporteur ou le Producteur pour des dommages corporels, matériels ou autres, le Transporteur et le Producteur assument leur propre défense, les coûts afférents et le montant de toute condamnation qui leur est imputable en capital, intérêts et dépens.

17. FORCE MAJEURE

Pour les fins de la présente entente, l'expression "force majeure" signifie tout événement extérieur, imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une partie qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu des présentes; sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure: guerre, émeute, vandalisme, rébellion, épidémie, foudre, tremblement de terre, orage, verglas, inondation, incendie, explosion.

La partie affectée par un cas de force majeure voit ses obligations suspendues dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir seulement et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. La force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

L'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

18. REMISE DE DOCUMENTS ET AUTRES INFORMATIONS

Le Producteur fournit, à ses frais, toute information raisonnablement requise par le Transporteur ou toute information requise par tout organisme canadien ou américain de réglementation ou de coordination en matière de fiabilité des réseaux électriques, selon le cas.

En plus des engagements de remise de documents par le Producteur au Transporteur prévus ailleurs aux présentes, une partie doit fournir, à ses frais, à l'autre partie, tous les documents techniques raisonnablement requis et nécessaires à l'exécution de la présente entente.

19. AVIS, COMMUNICATIONS URGENTES ET REPRÉSENTANTS

19.1 Avis

Tout avis, demande, facture, acceptation, approbation ou tout autre document établi en vertu des présentes doit, sauf si autrement spécifié, être fait par écrit et est valablement exécuté s'il est livré de main à main à son destinataire, mis à la poste, ou expédié par télécopieur ou courrier électronique aux adresses indiquées à l'article 28.

Tout document est réputé avoir été reçu lors de sa livraison s'il est livré de main à main, le *jour ouvrable* suivant son envoi s'il est transmis par télécopieur ou courrier électronique, ou le quatrième *jour ouvrable* suivant sa mise à la poste, s'il est mis à la poste, selon le cas.

Sous réserve d'une entente écrite particulière, l'original de tout document transmis par télécopieur, ou tout autre moyen de télécommunication écrit, doit, dans un délai n'excédant pas 15 *jours ouvrables*, être livré de main à main ou par la poste sous pli recommandé.

Si l'un des modes de livraison prévus aux présentes est interrompu, les parties doivent utiliser tout autre mode de livraison propre à assurer que tout document soit livré au destinataire dans les meilleurs délais possibles.

Chaque partie doit aviser l'autre partie de la façon prévue aux présentes de tout changement de représentant ou d'adresse.

19.2 Communications urgentes

Les communications urgentes relatives à l'exploitation et à la maintenance de la *centrale* doivent être faites verbalement et directement avec le centre de téléconduite désigné par le Transporteur tel que convenu entre les deux parties. Le Producteur doit désigner la personne compétente accessible en tout temps lors de situations d'urgence.

19.3 Représentants

Chaque partie peut désigner un représentant pour certaines fins spécifiques reliées à l'exécution de la présente entente.

20. APPROBATION ET EXIGENCES DU TRANSPORTEUR

Tout accord conclu en vertu de la présente entente, exigence, inspection, vérification, réception de rapports ou tout geste de supervision générale effectué par le Transporteur dans le cadre de la présente entente a pour objet uniquement d'assurer la sécurité et le bon fonctionnement du réseau du Transporteur. Il ne constitue pas et ne doit pas être interprété comme constituant une évaluation ni une garantie par le Transporteur de la valeur fonctionnelle, du rendement ou de la sécurité de la *centrale*, ni de la conformité à toute disposition législative ou règlement applicable.

21. CONVENTIONS PRÉALABLES ET MODIFICATIONS

Toutes communications antérieures écrites ou verbales entre les parties au sujet de la présente entente sont par les présentes abrogées et cette entente constitue l'accord unique et complet intervenu entre les parties.

Toute modification à la présente entente ne peut être faite que du consentement écrit des deux parties.

22. LOIS APPLICABLES

La présente entente est régie par les lois en vigueur dans la province de Québec.

23. SUCESSEURS ET AYANTS CAUSE

La présente entente lie les successeurs et ayants cause autorisés des parties.

DEUXIÈME PARTIE CLAUSES PARTICULIÈRES

24. DATE PRÉVUE POUR LA MISE SOUS TENSION INITIALE

À la date de signature de la présente entente, la *mise sous tension initiale* en vue de réaliser les essais est prévue pour le 1^{er} juin 2006. Le Producteur avise le Transporteur par écrit, sans délai, de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement cette date.

25. PUISSANCE MAXIMALE D'INJECTION AU POINT DE RACCORDEMENT

La puissance maximale injectée au réseau du Transporteur en régime permanent au *point de raccordement* est de 480 MW. Sauf en condition exceptionnelle d'exploitation, le Producteur ne peut dépasser la puissance maximale d'injection sans avoir préalablement obtenu l'autorisation écrite du Transporteur.

La valeur de la puissance maximale pourra être modifiée à la hausse selon les résultats des essais effectués lors de la mise en service de la *centrale*, ou lors des essais annuels mentionnés au paragraphe 9.2, selon la procédure générale établie dans les directives d'exploitation, et ce à la suite d'une demande écrite du Producteur et après autorisation écrite du Transporteur.

26. CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉLECTRICITÉ

L'électricité, devant être injectée au réseau du Transporteur au *point de raccordement* par le Producteur en vertu de la présente entente, est en courant alternatif triphasé, ayant une fréquence nominale de 60 hertz et une tension nominale de 13,8 kV.

Les variations de fréquence et de tension pouvant survenir sur le réseau sont indiquées dans les exigences techniques apparaissant à l'annexe II.

27. ENGAGEMENT D'ACHAT DU PRODUCTEUR POUR COUVRIR LES FRAIS D'INTÉGRATION

Le début des travaux de raccordement de la *centrale* est conditionnel à la signature par le Producteur d'un engagement d'achat de type « take or pay » avec le Transporteur pour le service de transport, lequel est joint à l'annexe IV.

28. ADRESSES DES PARTIES POUR LES AVIS

Le Transporteur:

Nom : Chantal Guimont
Titre : Directrice Commercialisation
Adresse : Hydro-Québec TransÉnergie
Complexe Desjardins, C.P. 10 000
Tour de l'Est, 9e étage
Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone : (514) 289-5883
Télécopieur : (514) 289-5417
C. électronique : guimont.chantal@hydro.qc.ca

Le Producteur :

Nom : Daniel Garant
Titre : Vice-président Marchés de gros et
Projets de développement
Adresse : Hydro-Québec Production
75, boul. René-Lévesque Ouest 18^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Téléphone : (514) 289-4304
Télécopieur : (514) 289-5484
C. électronique : garant.daniel@hydro.qc.ca

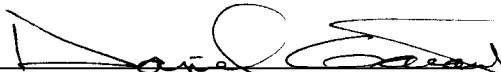
EN FOI DE QUOI, les parties ont signé la présente entente à la date et au lieu mentionnés en tête des présentes.

Hydro-Québec TransÉnergie

Hydro-Québec Production

Par: 

Chantal Guimont
Directrice Commercialisation

Par: 

Daniel Garant
Vice-président Marchés de gros et
Projets de développement

ANNEXE I

DESCRIPTION SOMMAIRE DE LA CENTRALE

A) **Emplacement de la centrale :** Sur la rivière Eastmain (aux environs du PK203) à environ 70 km au nord du poste de transport Némiscau, un poste de 735 kV situé près du village de Nemaska.

B) **Puissance totale installée :** 480 MW

C) **Systèmes mécaniques et électriques :**

Groupe turbine-alternateur

Nombre	: 3
Puissance nominale	: 160 MW
Facteur de puissance nominal	: 95 %
Tension nominale	: 13.8 kV
Type de turbine	: Hydraulique
Type d'alternateur	: Synchrone
Régulateur de vitesse	: Oui

D) **Liste des services complémentaires fournies par la centrale**

• Réglage de la tension	oui
• Réglage de la fréquence	non
• Maintien de la réserve tournante (stab)	non
• Maintien de la réserve tournante (syn)	non
• Maintien de la réserve arrêtée	non
• Remise en charge	non
• Réglage de la production	oui
• Stabilisation du réseau	oui
• Réglage de la vitesse	oui
• Secours	non
• Adaptation aux conditions climatiques	oui
• Maintien de la production minimale	oui
• Adaptation des conditions de transport	oui

E) **Nom et coordonnées des représentants désignés pour la coordination technique :**

	<u><i>Avant la mise sous tension initiale de la centrale</i></u>	<u><i>Après la mise sous tension initiale de la centrale</i></u>
Transporteur	Chef - Programme et stratégies du réseau principal	Chef - Installations de transport - Chibougamau
Producteur	Chef centrales-adjoint Production La Grande Ouest	Chef centrales-adjoint Production La Grande Ouest

ANNEXE II

NORMES, GUIDES, CODES ET EXIGENCES TECHNIQUES APPLICABLES

A) Exigences techniques pour la conception de la *centrale*

- EXIGENCES TECHNIQUES RELATIVES À L'INTÉGRATION DES CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
(Version de mai 1999, addenda du 16 février 2004, ou toute version révisée:
<http://www.transenergie.com>)
- EXIGENCES TECHNIQUES PARTICULIÈRES DU GROUPE ÉTUDE DE RÉSEAU ET CRITÈRES DE PERFORMANCE (anciennement nommée les AVIS TECHNIQUES DU GROUPE ÉTUDE DE RÉSEAU ET CRITÈRES DE PERFORMANCE)
- CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES GÉNÉRALES (C.E.G.) DU GROUPE ÉTUDE DE RÉSEAU ET CRITÈRES DE PERFORMANCE
- EXIGENCES "BESOINS NORMALISÉS D'EXPLOITATION" (BENEX) APPLIQUÉES DANS LA PRATIQUE COURANTE

B) Code pour l'exploitation de la *centrale*

- CODE D'EXPLOITATION C.11-01 (novembre 1993)

Le Transporteur doit établir en collaboration avec le Producteur et rendre disponible les nouveaux codes d'exploitation applicables à la *centrale* et les mises à jour du BENEX.

ANNEXE III

TRAVAUX D'INTÉGRATION, COÛT ET ÉCHÉANCIER

A) DESCRIPTION DES TRAVAUX D'INTÉGRATION EXÉCUTÉS PAR LE TRANSPORTEUR

Le Transporteur doit construire un *poste de départ* à proximité de la *centrale*. Le *poste de départ* comprendra les disjoncteurs servant à la manoeuvre des transformateurs et à la synchronisation des groupes turbines-alternateurs. Le *poste de départ* comprendra un bâtiment de protection ayant les dimensions nécessaires pour accueillir les appareils et instruments requis pour l'intégration des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle. Un bâtiment pour les services d'entretien sera annexé au bâtiment abritant les systèmes de protections pour faciliter les interventions lors de conditions climatiques difficiles.

Le *poste de départ* de la *centrale* sera raccordé au poste Nemiscau par une nouvelle ligne à 315 kV de 59 km composée de deux circuits. Chaque circuit sera constitué de trois groupes de deux conducteurs de 1354 MCM raccordés en faisceau. Cette ligne sera construite en utilisant les structures et les composantes entreposées du projet Grand-Brûlé - Vignau dont la réalisation a été reportée. La capacité de chaque circuit, soit 1600 MVA à 30 degrés Celsius, sera suffisante pour intégrer la production de la *centrale* ainsi que des centrales Eastmain-1-A et de la Sarcelle.

Au poste Nemiscau, une nouvelle section 735-315 kV sera aménagée pour intégrer la production de la *centrale* (soit une puissance installée de 480 MW), de la centrale Eastmain-1A (soit une puissance installée prévue de 768 MW) et de la centrale La Sarcelle au réseau de transport à 735 kV. Le Transporteur installera au poste Nemiscau deux transformateurs 735-315 kV composés de six unités monophasées. Trois transformateurs monophasés proviendront de la banque d'appareillage alors que les trois autres proviendront du poste Hertel (2) et du poste Radisson (1). Étant donné l'utilisation de deux unités de transformation du poste Hertel, le Transporteur devra devancer le remplacement d'un transformateur de 11 % d'impédance par un transformateur de 20 %. Il était prévu de remplacer éventuellement les transformateurs de 11 % afin de limiter le court-circuit sur le jeu de barres à 315 kV. La capacité nominale de chacun des transformateurs 735-315 kV installés au poste Nemiscau sera de 1650 MVA et 1100 MVA.

Pour transiter la production de la *centrale*, le Transporteur doit augmenter la capacité de la compensation série des postes Chamouchouane et La Vérendrye. Cette augmentation sera réalisée en ajoutant des branches additionnelles de condensateurs sur les plates-formes. L'ajout de ces branches additionnelles a déjà été prévu lors de la conception initiale des améliorations au réseau de transport. Ainsi la capacité des batteries de compensation série des trois lignes du poste La Vérendrye sera portée de 763 à 776 MVAR, alors que celle des lignes du poste Chamouchouane sera portée de 243 à 271 MVAR.

Une batterie de condensateurs de 345 MVAR sera ajoutée sur le jeu de barres à 315 kV du poste Hertel afin de soutenir la tension. L'installation de cette batterie exige de remplacer deux disjoncteurs à 315 kV du poste Hertel dont les caractéristiques ne permettent pas d'opérer à proximité de batteries de condensateurs. L'ajout de cette batterie au poste Hertel demande de modifier la protection actuelle au poste La Prairie. Des équipements de télécommunication devront également être installés par le Transporteur.

B) ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX

- Poste de départ de l'Eastmain-1	: 35,0 M \$
- Ligne Eastmain-1 – Némiscau 315 kV	49,2 M \$
- Poste Nemiscau 735-315 kV	37,4M \$
- Poste Chamouchouane 735 kV	2,3 M \$
- Poste La Vérendrye 735 kV	2,1 M\$
- Poste Radisson	0,9 M\$
- Poste Hertel 735 -315 kV	10,9 M \$
- Poste La Prairie	0,3 M \$
- Équipements de télécommunication	10,0 M \$

Total des coûts estimés : 148,1M \$

Aucun montant d'argent n'est requis de la part du Producteur pour la réalisation des travaux d'intégration puisque l'ensemble des coûts des travaux, en incluant la provision pour le *poste de départ*, est inférieur au montant maximum de 522 \$/kW, et que le coût total du *poste de départ* est inférieur au maximum de 95 \$/kW, prévus aux *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* en vigueur au moment de la signature des présentes.

Le coût par kilowatt pour le *poste de départ* est calculé comme suit :

$$35 \text{ M \$} / 480 \text{ MW} = 73 \text{ \$ / kW.}$$

Le coût total par kilowatt pour l'ensemble des travaux est calculé comme suit :

$$148,1 \text{ M \$} / 480 \text{ MW} = 309 \text{ \$ / kW.}$$

C) ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION

Le délai de réalisation prévu pour les travaux de raccordement de la *centrale* (incluant la mise en route et la mise en exploitation) est de 29 mois suivant l'approbation du projet de raccordement de la *centrale* par la Régie de l'énergie du Québec.

Cet échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le Producteur, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé advenant que le Producteur modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements.

D) SCHÉMA DE RACCORDEMENT DE LA CENTRALE

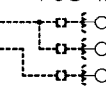
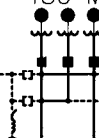
(voir page suivante)

SARCELLE
140 MW



EASTMAIN-1
480 MW

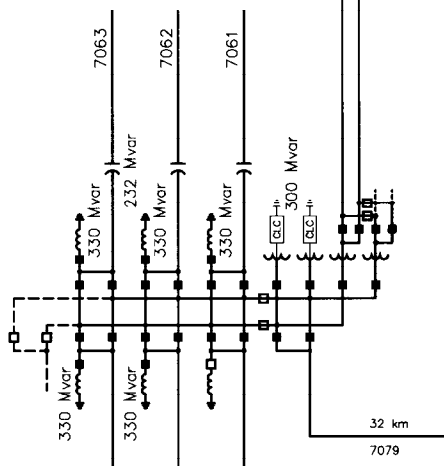
EASTMAIN-1-A
768 MW



110 km

59 km

NEMISCAU
735-315 kV



32 km
7079

DIRECTION PLANIFICATION DES ACTIFS ET AFFAIRES RÉGLEMENTAIRES
UNITÉ PROGRAMME ET STRATÉGIES DU RÉSEAU PRINCIPAL

Hydro-Québec

TransÉnergie

DESSINÉ M.LEMIRE

PROJETÉ A.DÉRY ing.

APPROUVÉ

APPROUVÉ

R. DE T. 3095-607

DATE 2004-03-09

INTÉGRATION EASTMAIN-1

INTÉGRATION AU RÉSEAU PRINCIPAL
SCHÉMA DE LIAISON

APPROUVÉ

APPROUVÉ

APPROUVÉ

3095 20150 003 Q10PL4

ANNEXE IV
ENGAGEMENT D'ACHAT

(voir page suivante)

ENTENTE

ENTRE

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

ET

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

**ENGAGEMENT D'ACHAT
POUR SERVICE DE TRANSPORT**

Centrale Eastmain-1

Mars 2004

(Dossier 211)

ENTENTE intervenue à Montréal, province de Québec, le 12 mars 2004.

ENTRE **Hydro-Québec TransÉnergie**, une division d'Hydro-Québec, personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par Mme Chantal Guimont, directrice Commercialisation, dûment autorisée aux fins des présentes tel qu'elle le déclare,

(ci-après appelée le "**Transporteur**");

ET **Hydro-Québec Production**, une division d'Hydro-Québec, personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par M. Daniel Garant, vice-président Marchés de gros et projets de développement, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare,

(ci-après appelée le "**Producteur**");

ATTENDU QUE le 12 mars 2004, le *Producteur* et le *Transporteur* ont conclu une entente de raccordement pour l'intégration au réseau de transport d'Hydro-Québec de la nouvelle centrale Eastmain-1 ("**l'Entente de raccordement**"), une centrale d'une puissance installée de 480 MW située dans le nord du Québec à environ 70 km du poste Nemiscau, un poste de transport à 735 kV situé près du village de Nemaska (la "**Centrale**");

ATTENDU QU'en vertu de l'appendice J du *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec*, les frais d'intégration pour le raccordement de la Centrale (les "**Frais d'intégration**") sont assumés par le Transporteur et intégrés à la base de tarification du Transporteur pour recouvrement;

ATTENDU QUE la Régie de l'Énergie du Québec exige que le Transporteur dispose d'une garantie financière suffisante pour couvrir les Frais d'intégration assumés par le Transporteur;

EN CONSÉQUENCE, les parties aux présentes conviennent de ce qui suit :

1. ENGAGEMENT D'ACHAT DU PRODUCTEUR POUR COUVRIR LES FRAIS D'INTÉGRATION ASSUMÉS PAR LE TRANSPORTEUR

Le Producteur s'engage à acheter du Transporteur des services de transport tel que définis aux *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* et à payer le prix annuel établi à l'article 2 (l'"**Engagement d'achat annuel Eastmain-1**").

L'Engagement d'achat annuel Eastmain-1 est payable par le Producteur au Transporteur au 31 décembre de chaque année et ce, pour une période de 10 ans à compter du 31 décembre 2006 et jusqu'au 31 décembre 2015 inclusivement (la "**Durée de l'engagement d'achat**").

Pendant la Durée de l'engagement d'achat, le Producteur doit payer au Transporteur, le 31 décembre de chaque année, la différence entre tous les engagements d'achat annuel que le Producteur a pris auprès du Transporteur pour le raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec et le montant que le Producteur a effectivement payé au Transporteur à titre de réservations de transport, pour chaque période de douze mois se terminant le 31 décembre, lorsque cette différence est supérieure à zéro dollar (0 \$).

Dans le cas où la Centrale est retenue, en totalité ou en partie, par Hydro-Québec Distribution comme source d'approvisionnement en électricité dans le cadre d'un appel d'offres, l'Engagement annuel d'achat Eastmain-1 sera réduit dans une proportion égale à la quantité de MW de la Centrale qui sera retenue par Hydro-Québec Distribution.

2. ENGAGEMENT D'ACHAT ANNUEL EASTMAIN-1

Aux fins de la présente entente, l'expression « **Date de mise en service commercial** » signifie le premier jour où la Centrale sera en mesure de produire et de livrer de l'électricité (soit dès que la mise en exploitation d'au moins un groupe turboalternateur a été complétée et acceptée par les parties) et dès que le Transporteur est en mesure de recevoir une telle électricité.

En date des présentes, l'Engagement d'achat annuel Eastmain-1 est estimé à 26 315 358 \$. Le montant réel de l'Engagement d'achat annuel Eastmain-1 sera révisé par le Transporteur à la date d'acceptation finale du raccordement de la Centrale (prévue à l'article 6.3 de l'Entente de raccordement) en fonction des coûts réels encourus par le Transporteur et des paramètres financiers fixés par la loi ou par la Régie de l'énergie du Québec.

L'Engagement d'achat annuel Eastmain-1 (PMT) est calculé comme suit:

$$\text{PMT} = -\text{VPM} (R ; N ; C * (1 + E + T))$$

$$\text{PMT} = 26\,315\,358 \$$$

VPM :	Fonction pour calculer le montant total de chaque remboursement périodique d'un investissement à remboursements et taux d'intérêt constants.
R = 8,08 % :	Coût en capital prospectif (%) approuvé par la Régie de l'énergie du Québec.
N = 10 :	Durée, exprimée en années, de l'engagement d'achat du Producteur pour compléter le paiement prévu à l'Engagement d'achat Eastmain-1.

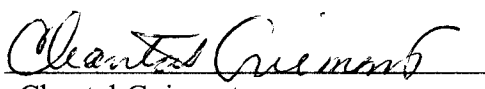
C = 148 100 000 \$:	Estimation des Frais d'intégration (incluant 10 000 000 \$ pour les télécommunications) assumés par le Transporteur, tel indiqué à l'annexe III de l'Entente de raccordement.
E = 15% :	Majoration de 15% pour tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation pour 20 ans, tel qu'approuvé par la Régie de l'énergie du Québec.
T = 3,8% :	Majoration de 3,8 % pour tenir compte de la taxe sur le capital prévue à l'article 1132 de la <i>Loi sur les impôts</i> (Québec)(0,60 % par an) en valeur actuelle, payable par le Transporteur sur le solde amorti des Frais d'intégration selon la méthode Hydro-Québec, sur une période de 20 ans.

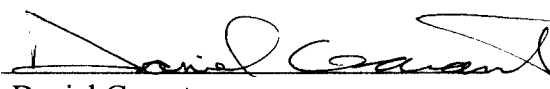
Nonobstant la suspension de l'Entente de raccordement pour les motifs prévus à l'article 12 de l'Entente de raccordement, le Producteur demeure assujéti à l'Engagement d'achat annuel Eastmain-1.

EN FOI DE QUOI, les parties ont signé la présente entente à la date et au lieu mentionnés en tête des présentes.

Hydro-Québec TransÉnergie

Hydro-Québec Production

Par: 
Chantal Guimont
Directrice Commercialisation

Par: 
Daniel Garant
Vice-président Marchés de gros et
Projets de développement

Principales normes techniques appliquées au projet

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

1	principales normes techniques.....	5
1.1	Normes applicables aux postes de transport	5
1.1.1	Caractéristiques électriques générales.....	5
1.1.2	Exigences particulières de conception.....	9
1.1.3	Spécifications techniques normalisées	10
1.1.4	Spécifications techniques particulières	11
1.2	Normes applicables à la ligne de transport	13
1.2.1	Caractéristiques électriques générales.....	13
1.2.2	Exigences particulières de conception.....	13
1.2.3	Spécifications techniques normalisées	13

Annexe

Annexe A	Processus interne de préparation des diverses normes applicables à un projet
----------	--

1 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

La description technique détaillée d'un projet se fait à l'aide de plusieurs documents tels que les études de planification, les schémas et les normes techniques (les « normes »). L'Annexe A du présent document décrit le processus interne de préparation des diverses normes applicables à un projet. Elle comprend également la liste des sigles utilisés dans la présente pièce.

Le Transporteur présente les principales normes qui seront appliquées au projet du raccordement de la centrale de l'Eastman-1. Pour ne pas alourdir inutilement l'étude du présent dossier, seules les principales normes applicables sont présentées. La section 1.1 énumère les normes applicables aux travaux dans les postes et la section 1.2 présente les normes applicables à la nouvelle ligne.

1.1 Normes applicables aux postes de transport

1.1.1 Caractéristiques électriques générales

On distingue les CÉGR des CÉG par leur numéro d'identification. Une CÉGR est identifiée par un numéro de neuf à treize caractères, sans référence à une installation (ex. : JB-315-1200-31-02). Par contre, une CÉG particulière au projet compte dix-huit caractères, dont les quatre premiers (des chiffres) réfèrent à une installation donnée (ex. : 3095-20600-011-01/02-D-PL-A).

Poste de l'Eastmain-1 (nouveau poste)

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Transformateur 13,8-323 kV, 166 MVA	3095-20600-011-01/02-D-PL-A
Disjoncteur à 330 kV, 2 000 A, 31,5 kA	DI-315-2000-31-DP-01
Sectionneur à 330 kV, 1 200 A, 31,5 kA	SE-315-1200-31-01
Sectionneur à 330 kV, 4 000 A, 50 kA	SE-315-4000-50-01

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Sectionneur de terre à 330 kV, 50 kA	ST-315-01/02-95
Jeu de barres à 330 kV, 1 200 A, 31,5 kA	JB-315-1200-31-02
Jeu de barres à 330 kV, 4 000 A, 50 kA	JB-315-4000-50-02
Parafoudre ZnO,(SANS ÉCLATEUR) 206 kV, 20 kA	PA-315-01
Données pour le calcul de l'installation de mise à la terre du poste	3095-20600-013-01-E-PL-A
Automatismes et protection	3095-20600-004-01-B-PL-A
Schéma unifilaire	3095-20100-004-01-E-PL-4

1 Poste de la Nemiscau

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Autotransformateur 700-300kV, 1 000 MVA	3008-20600-030-01-0-PL-A
Autotransformateur 700-300 kV, 1 650 MVA	3008-20600-043-01-0-PL-A
Transformateur 12,5 - 13,8 kV, 30 MVA	3008-20600-044-01/02-0-PL-A
Transformateur de courant 765 kV, 4000 A, 40 kA	TC-735-01-95
Transformateur de tension 330 kV	TT-315-01-95
Transformateur de courant 330 kV, 4000 A, 50 kA	TC-315-01-95
Disjoncteur 765 kV, 2000 A, 40 kA	DI-735-2000-40-TP-01
Disjoncteur à 330 kV, 4000 A, 50 kA	DI-315-4000-50-DP-01
Disjoncteur extérieur 15 kV, 1500 A, 12,5 kA	3008-20600-045-01-0-PL-A
Sectionneur à 765 kV, 4000 A, 40 kA	SE-735-4000-40-01
Sectionneur à 330 kV, 4000 A, 50 kA	SE-315-4000-50-01
Sectionneur extérieur 15 kV, 1500 A, 12,5 kA	3008-20600-035-01-0-PL-A

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Sectionneur de terre à 765 kV, 40 kA	ST-735-40-01
Sectionneur de terre à 330 kV, 50 kA	ST-315-50-01
Sectionneur de terre 330 kV, 50 kA	ST-315-50-IB-01
Jeu de barres à 735 kV, 4000 A, 40 kA	JB-735-4000-40-02
Jeu de barres à 765 kV, 2000 A, 40 kA	JB-735-2000-40-02
Jeu de barres à 330 kV, 4 000 A, 50 kA	JB-315-4000-50-02
Jeu de barres 15kV, 1500 A, 12,5 kA	3008-20600-037-01-0-PL-A
Câble 15 kV, 1800 A, 12,5 kA	3008-20600-038-01-0-PL-A
Parafoudre ZnO,(SANS ÉCLATEUR) 470 kV, 20 kA	PA-735-01
Parafoudre ZnO,(SANS ÉCLATEUR) 206 kV, 20 kA	PA-315-01
Données pour le calcul de l'installation de mise à la terre du poste	3008-20600-032-01-A-PL-A
Automatismes et protection	3008-20600-031-01-A-PL-A
Schéma unifilaire	3008-20100-016-01-D-PL-1

1 Poste de La Vérendrye

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Appareillage	3001-20600-022-01/02-A-PL-A
Protection	3001-20600-023-01-A-PL-A
Schéma unifilaire	3001-20100-022-01-A-PL-1

1 Poste de la Chamouchouane

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Appareillage	3045-20600-027-01/02-0-PL-A
Protection	3045-20600-026-01-0-PL-A
Schéma unifilaire	3045-20100-023-01-0-PL-2

 2 Poste Hertel

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Autotransformateur 735-315 kV, 1650 MVA	TP-735-550-02
Transformateur de tension à 330 kV	TT-315-01-95
Transformateur de courant à 330 kV, 4000A, 50 kA	TC-315-01-95
Inductance série à 330 kV, 850 A	1045-20600-022-01-0-PL-A
Batterie de condensateurs shunt 330 kV, 355 MVAR	1045-20600-023-01-0-PL-A
Disjoncteur à 765, 4000 A, 40 kA	DI-735-4000-40-TP-01
Disjoncteur à 330 kV, 4000 A, 50 kA	DI-315-4000-50-01
Disjoncteur à 330 kV, 2000 A, 50 kA	1045-20600-021-01/03-0-PL-A
Sectionneur à 330 kV, 4000 A, 50 kA	SE-315-4000-50-01
Sectionneur de terre à 330 kV, 50 kA	ST-315-50-01
Jeu de barres à 330 kV, 4000 A, 50 kA	JB-315-4000-50-02
Jeu de barres à 330 kV, 2000 A, 50 kA	JB-315-2000-50-02
Automatisme et protection	1045-20600-024-01/10-A-PL-A
Notice technique	1045-20630-003-01-0-PL-A

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Schéma unifilaire	1045-20100-022-01-D-PL-2

1 Poste de La Prairie

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Automatismes et protection	0188-20600-015-01-0-PL-4

2 **1.1.2 Exigences particulières de conception**

3 Le numéro d'identification d'une EPC suit le même principe que celui d'une CÉG.

4 Poste de l'Eastmain-1 (nouveau poste)

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification
Commande	4954-25600-001-R1
Environnement	4954-25200-001-R0

5 Poste de la Nemiscau

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification
Commande	3008-25600-001-R0
Environnement	3008-25200-001-R0

1 Poste de La Vérendrye

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification
Commande	3001-25600-001-R0
Appareillage	3001-25185-001-R0

2 Poste de la Chamouchouane

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification
Commande	3045-25600-001-R1
Appareillage	3045-25185-001-R0

3 Poste Hertel

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification
Protection	1045-25700-002-R0
Environnement	1045-25200-002-R0
Commande	1045-25600-002-R0
Appareillage	1045-25100-02-R0

4 **1.1.3 Spécifications techniques normalisées**

- 5 La liste des spécifications techniques normalisées n'est pas exhaustive et se limite
 6 aux principaux appareils visés par le présent projet. Les amendements officiels
 7 sont consignées temporairement dans un document distinct (ex. : A1-SN-14.1g).

Spécification technique normalisée	Année	Numéro d'identification
Transformateurs de puissance et inductances shunt de 69 à 765 kV	1993 1998	SN-14.1g A1-SN-14.1g
Essais des transformateurs de puissance, des inductances de mise à la terre et des inductances shunt	1988	SN-14.2f
Essais des disjoncteurs de 26,4 à 765 kV	1995	SN-15.1h
Disjoncteurs de 72,5 à 765 kV	1992	SN-15.5d
Disjoncteurs de 26,4 et 28,4 kV	1993	SN-15.6a A1-SN-15.6a
Essais sur les transformateurs de mesure de 26,4 à 765 kV	1995 1999	SN-16.1f A1-SN-16.f
Fourniture des transformateurs de courant de 26,4 à 765 kV (voir amendement)	1995 1998	SN-16.2f A1-SN-16.2f
Fourniture des transformateurs de tension de 26,4 à 765 kV	1995 1999	SN-16.3d A1-SN-16.3d
Qualification parasismique du gros matériel de 25 à 765 kV	1990	SN-29.1a
Fourniture de tableaux de commande	1979	SN-61.1c
Relais de protection – Fourniture et essais	2001	SN-62.210
Protection des postes et centrales contre l'incendie, les déversements d'huile accidentels et les fuites d'huile provenant des transformateurs et des inductances shunt	1995	GT-IX-12

1 **1.1.4 Spécifications techniques particulières**

- 2 Cette section donne un aperçu des spécifications techniques particulières qui
- 3 seront prochainement produites lors de la phase projet. En effet, la rédaction des

- 1 spécifications techniques particulières se fait normalement au début de cette
- 2 phase pour tenir compte des dernières exigences ou particularités techniques.

3 Poste de l'Eastmain-1 (nouveau poste)

Spécification technique particulière	Numéro d'identification
Spécification technique relative à l'ajout de sectionneur de terre 315 kV	Sera émis en phase projet
Spécification technique relative à l'ajout de transformateurs de tension 315 kV	Sera émis en phase projet
Spécification technique relative à l'ajout de transformateurs de courant 315 kV	Sera émis en phase projet
Spécification technique relative à l'ajout de parafoudres 315 kV	Sera émis en phase projet

4 Poste de la Nemiscau

Spécification technique particulière	Numéro d'identification
Spécification technique relative à l'ajout d'un transformateur de puissance 315-735 kV	Sera émis en phase projet
Spécification technique relative à l'ajout de sectionneurs 315 et 735 kV	Sera émis en phase projet
Spécification technique relative à l'ajout de transformateurs de tension 315 et 735 kV	Sera émis en phase projet

1.2 Normes applicables à la ligne de transport

Cette section énumère les principales normes applicables à la nouvelle ligne de transport biterne à 315 kV entre le poste de l'Eastmain-1 et le poste de la Nemiscau.

1.2.1 Caractéristiques électriques générales

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Ligne biterne à 315 kV	3877-20600-001-0-PL-A

1.2.2 Exigences particulières de conception

Exigence particulière de conception	Numéro d'identification
Environnement	3877-25200-001 rév. 0
Ligne aérienne	3877-25400-001 rév. 1

1.2.3 Spécifications techniques normalisées

Une seule SN encadre la conception de la nouvelle ligne biterne à 315 kV.

Spécification technique normalisée	Année	Numéro d'identification
Critères de conception des lignes de transport et de répartition d'Hydro-Québec	1993	SN-40.1

Annexe A

Processus interne de préparation des diverses normes applicables à un projet

1 Les normes techniques applicables à un projet s'appuient sur de nombreuses
2 normes nationales et internationales généralement reconnues et utilisées depuis
3 plusieurs années, dont celles des organismes suivants :

- 4 • CEI : Commission Électrotechnique Internationale
- 5 • ANSI : American National Standards Institute
- 6 • ACNOR : Association canadienne de normalisation
- 7 • IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers
- 8 • NEMA : National Electrical Manufacturers Association
- 9 • EEMAC : Association des manufacturiers d'équipement électrique et
10 électronique du Canada
- 11 • ONGC : Office des normes générales du Canada
- 12 • ASTM : American Society for Testing and Materials
- 13 • NFPA : National Fire Protection Association
- 14 • API : American Petroleum Institute

15 En général, les normes utilisées dans un projet se divisent en deux catégories :

- 16 • la documentation technique spécifique, par exemple les caractéristiques
17 électriques générales, les exigences et spécifications techniques
18 particulières au projet ;
- 19 • la documentation générale, comme les spécifications techniques
20 normalisées (les « SN »), les directives techniques et les clauses
21 générales qui sont utilisées de façon répétitive d'un projet à un autre.

22 La préparation des normes suit toujours le même processus, à savoir :

- 23 • rédaction des caractéristiques électriques générales (les « CÉG ») ;
- 24 • rédaction des exigences particulières de conception (les « EPC ») ;
- 25 • rédaction des spécifications techniques particulières.

1 Aux documents particuliers s'ajoutent les spécifications techniques normalisées
2 (SN), les directives techniques et les clauses contractuelles générales. Ces deux
3 derniers documents généraux servent à la conception des installations et aux
4 travaux qui seront réalisés par un entrepreneur.

5 On regroupe sous le terme CÉG toutes les caractéristiques électriques d'un projet,
6 dont un ensemble de caractéristiques électriques générales de référence (les
7 « CÉGR ») et, au besoin, une ou plusieurs CÉG spécifiques adaptées aux besoins
8 du projet. Les CÉGR consignent les caractéristiques électriques des équipements
9 qui sont utilisés d'une façon courante dans le cadre de l'élaboration des projets,
10 aussi bien pour le réseau principal que pour les réseaux régionaux. En plus de
11 s'inspirer de plusieurs normes nationales et internationales, les CÉG tiennent
12 également compte des critères techniques d'autres organismes de normalisation
13 tels que le North American Electric Reliability Council (NERC) et le Northeast
14 Power Coordinating Council (NPCC), lorsque ceux-ci s'appliquent.

15 La rédaction des EPC suit l'émission des CÉG. Les EPC complètent les CÉG en y
16 précisant les exigences environnementales, les essais, les contraintes sismiques
17 et climatiques applicables ainsi que les besoins de maintenabilité et d'exploitabilité
18 d'une installation donnée. Leur rédaction s'inscrit dans le processus normal de
19 rédaction du cahier des charges lors de la phase Mandat d'avant-projet du
20 processus de réalisation d'un projet décrit à la pièce HQT-3, document 1. En
21 phase projet, une EPC identifiera le matériel homologué par Hydro-Québec, ce qui
22 améliorera le processus d'analyse des soumissions et d'adjudication des contrats.
23 En effet, Hydro-Québec homologue les appareils qui sont fréquemment implantés
24 sur son réseau de transport. On évite ainsi la reprise d'essais coûteux. Le
25 processus d'homologation comprend des revues de conception et des essais
26 électriques. Au terme de ce processus, un appareil peut se voir inscrit sur la liste
27 des appareils homologués.

28 Dans certains cas, une EPC sert aussi à amender une SN, en attendant une
29 révision officielle de TransÉnergie, lorsque l'analyse d'un problème détecté lors de

1 revues de conception ou d'essais ou encore un rapport d'anomalie lié à des
2 travaux de construction ou de maintenance l'exige.

3 Finalement, une ou des exceptions par rapport à ces normes sont nécessaires
4 pour tenir compte des éléments suivants :

- 5 • essais spécifiques associés aux contraintes électriques du réseau
- 6 d'Hydro-Québec ;
- 7 • particularités climatiques (-50 °C, glace, vent, etc.) ;
- 8 • exigences sismiques des appareils et des bâtiments ;
- 9 • exigences environnementales (ISO 14001);
- 10 • exigences de maintenabilité et d'exploitabilité, etc.

11 Ces exceptions ont comme conséquence de produire un appareil ou de concevoir
12 une installation qui satisfait et même dépasse les exigences des normes
13 nationales et internationales.

14 La spécification technique particulière fait une synthèse des CÉG et des EPC, en
15 plus de décrire de façon détaillée les exigences d'ingénierie et de conception. Une
16 spécification technique particulière vise principalement un appareil qui n'est pas
17 homologué par Hydro-Québec. Elle traite le plus souvent d'appareils de
18 transformation, de convertisseurs, de compensateurs statiques et synchrones, de
19 certains disjoncteurs, de batteries de compensation série, d'automatismes, de
20 produits numériques et de nouvelles technologies. Le nombre restreint de ces
21 appareils ainsi que la diversité de leurs caractéristiques expliquent le fait qu'il ne
22 soit pas avantageux de les homologuer systématiquement.

23 Enfin, une SN décrit de façon détaillée les exigences d'ingénierie et de conception
24 d'un appareil ou d'une installation. Contrairement à la spécification technique
25 particulière, la SN s'applique à toutes les installations et pour tous les appareils
26 d'usage répétitif sur le réseau.

- 1 La spécification technique particulière et les SN sont les derniers documents
- 2 préparés par Hydro-Québec avant de lancer les processus d'appel d'offres pour
- 3 l'approvisionnement du matériel et la réalisation des travaux, et ce, lors de la
- 4 phase Projet du processus de réalisation d'un projet décrit à la pièce HQT-3,
- 5 document 1.

**Impact sur la fiabilité du réseau de transport
d'électricité et sur la qualité de prestation
du service de transport d'électricité**

**PREUVE EN CHEF DE
TRANSÉNERGIE**

1 **IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT**
2 **ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE**
3 **TRANSPORT**

4 La définition la plus couramment utilisée pour définir le terme fiabilité s'exprime
5 ainsi : « La fiabilité est la probabilité d'un équipement à exécuter ce à quoi il est
6 destiné durant la période visée et dans les conditions d'opération données »¹.

7 Comme membre à part entière du NPCC, Hydro-Québec TransÉnergie doit
8 s'assurer que la conception et l'exploitation de son réseau de transport respectent
9 les critères de conception et d'exploitation de cet organisme décrits dans le
10 document intitulé *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power*
11 *Systems* (manuel de référence du NPCC, section A2). De plus, toute exigence ou
12 pratique que se donne l'entreprise, par exemple pour des raisons d'ordre
13 économique ou environnemental, doit être compatible avec les critères du NPCC.

14 L'application de critères de conception vise à assurer au réseau de transport une
15 fiabilité adéquate qui réponde de façon cohérente aux besoins internes du
16 Québec et aux exigences du NPCC.

17 Ces critères de conception utilisés pour déterminer le contenu du présent projet
18 visent à assurer que le réseau de transport dispose de suffisamment de souplesse
19 et de robustesse dans sa conception pour être en mesure de satisfaire les besoins
20 de manière fiable, malgré les nombreuses variations dans ses conditions de
21 fonctionnement et en dépit des défauts et des indisponibilités normales
22 d'équipement avec lesquels il doit composer.

23 Pour atteindre cet objectif de fiabilité, le réseau de transport doit d'abord être
24 conçu de manière à pouvoir supporter, sans interruption de service, des
25 événements de bonne sévérité dont la probabilité d'occurrence, bien que faible,
26 demeure assez élevée pour qu'il faille s'en prémunir. Pour contrer de tels

¹ Traduction libre, tirée de *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, page 6, Second Edition, Plenum Press.

1 événements, l'accent est mis sur la robustesse du réseau en y ajoutant de
2 l'équipement.

3 Par ailleurs, la conception du réseau de transport doit également comporter des
4 mesures qui permettent d'empêcher qu'une panne générale se produise lors
5 d'événements exceptionnels, c'est-à-dire des événements ayant une plus faible
6 probabilité d'occurrence que ceux décrits précédemment, mais de bien plus
7 grande sévérité.

8 Les équipements requis pour l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 ont été
9 déterminés de façon à respecter l'ensemble des critères du NPCC et garantissent
10 ainsi l'atteinte des objectifs de fiabilité. Parmi les équipements retenus, le recours
11 à une ligne biterne à 315 kV dès l'étape initiale procure au Transporteur
12 l'assurance d'être en mesure de se conformer de manière économique aux
13 critères du NPCC lors de la mise en service des futures centrales de
14 l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle.

15 Finalement, tel qu'il appert de la pièce HQT-4, document 1, il s'avère que le
16 transfert de l'alimentation des charges locales du poste de la Nemiscau des
17 compensateurs statiques aux enroulements tertiaires des nouveaux
18 transformateurs est une avenue favorable puisqu'il augmentera considérablement
19 la qualité du service de transport pour ces charges.

Autorisations exigées en vertu d'autres lois

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

1	Autorisations exigées en vertu d'autres lois.....	5
1.1	Volet provincial	5
1.2	Volet fédéral.....	6

1 **1 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

2 La réalisation du projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 consiste
3 notamment à construire une ligne de transport à 315 kV, un poste de départ à la
4 centrale et à effectuer divers travaux connexes à des postes existants. Le
5 Transporteur présente dans ce chapitre la liste des autorisations exigées en vertu
6 d'autres lois, conformément au paragraphe 6, alinéa 1 de l'article 2 du *Règlement*
7 *sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*.

8 Les demandes d'autorisations ou de permis indiquées ci-dessous, à l'exception de
9 la demande qui doit être adressée à la Garde côtière canadienne et certains
10 permis sectoriels requis uniquement à la phase construction, doivent être
11 déposées en mars 2004 auprès des diverses autorités concernées. Afin de
12 respecter l'échéancier global de réalisation du projet, les diverses autorisations
13 sont requises, au plus tard, au mois d'août 2004, incluant l'autorisation de la Régie
14 de l'énergie.

15 **1.1 Volet provincial**

16 1. La construction d'une ligne de transport d'une tension supérieure à 75 kV,
17 sur le territoire conventionné de la Baie James, nécessite habituellement
18 une autorisation de l'administrateur provincial (Ministre de l'environnement)
19 en application des dispositions du Chapitre 22 de la *Convention de la Baie*
20 *James et du Nord québécois* (CBJNQ) et des dispositions du chapitre II de
21 la *Loi sur la qualité de l'environnement*¹ et ce, à la suite du processus
22 particulier d'évaluation et d'examen des impacts prévu pour ce territoire.
23 Cependant, compte tenu que la ligne à 315 kV à l'étude fait partie
24 intégrante du Complexe La Grande (1975), tout comme la centrale de
25 l'Eastmain-1, la CBJNQ prévoit que sa réalisation est soustraite au
26 processus précédemment indiqué.

¹ *Loi sur la qualité de l'environnement*, L.R.Q., c. Q-2

- 1 2. Un certificat d'autorisation du ministre de l'Environnement est toutefois
2 requis en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et
3 en application de l'article 213 de cette même Loi. L'assujettissement au
4 *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*²
5 est obligatoire.
- 6 3. Une autorisation du gouvernement du Québec (Décret) est nécessaire
7 pour obtenir les droits requis pour l'implantation de la ligne en terres
8 publiques. Il s'agit d'une autorisation de mise à la disposition demandée en
9 vertu de l'article 32 de la *Loi sur Hydro-Québec*³.
- 10 4. Une autorisation délivrée sous forme de permis d'intervention en milieu
11 forestier pour la coupe d'arbres est requise pour aménager l'emprise de la
12 future ligne de transport, en vertu des articles 2, 3, 18 et 19 de la *Loi sur*
13 *les forêts*⁴ et en application du *Règlement sur les normes d'intervention*
14 *dans les forêts du domaine de l'État*⁵.
- 15 5. Une autorisation délivrée sous forme d'attestation de conformité à la
16 réglementation en vigueur pour la zone des travaux est requise auprès des
17 autorités locales, telle la municipalité de la Baie James.

18 **1.2 Volet fédéral**

- 19 1. Une autorisation est délivrée sous forme d'approbation des plans de la
20 ligne de transport aux endroits de traversée de cours d'eaux navigables, le
21 cas échéant, en vertu de l'article 5 (2) de la *Loi sur la protection des eaux*
22 *navigables*⁶.

² *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*, R.R.Q., 1981, c. Q-2, r. 1.001.

³ *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., c. H-5.

⁴ *Loi sur les forêts*, L.R.Q., c. F-4.1

⁵ *Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État*, D. 498-96, (1996) 128 G.O. II 2750, {c. F.4.1, r. 1.001.1}.

⁶ *Loi sur la protection des eaux navigables*, L.R.C. (1985), c. N-22.

Conclusion

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

1 **CONCLUSION**

2 Le Transporteur soumet respectueusement que la Régie dispose maintenant de
3 toutes les informations pertinentes à l'évaluation du projet de raccordement de la
4 centrale de l'Eastman-1 au réseau de transport. En effet, la preuve contenue dans
5 le présent dossier traite spécifiquement de chacun des renseignements devant
6 accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du premier
7 paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et
8 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie*
9 *de l'énergie*.

10 De plus, le Transporteur a démontré que le projet est conçu et que les installations
11 seront construites selon les pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec.

12 Par ailleurs, compte tenu de l'entente de raccordement conclue avec Hydro-
13 Québec Production déposée au soutien des présentes comme pièce HQT-7,
14 document 2, le Transporteur soumet que la faisabilité économique du projet est
15 démontrée et que, partant, sa réalisation est dans l'intérêt de l'ensemble des
16 clients du Transporteur.

17 Enfin, afin de respecter les échéanciers critiques de réalisation du projet, le
18 Transporteur demande à la Régie de lui accorder son autorisation d'acquérir les
19 équipements et de construire les installations de ce projet au plus tard le 31 août
20 2004.