

ANNEXE 6

MÉTHODE D'ÉVALUATION DES COÛTS RELATIFS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

1. Objet

Tel que décrit à l'article 3.5 du chapitre 3 du présent document d'appel d'offres, lors de l'analyse des soumissions, Hydro-Québec Distribution prend en compte l'impact de la soumission étudiée sur le coût de transport. Hydro-Québec Distribution tient compte dans cette évaluation des cinq (5) éléments suivants :

- le coût générique de renforcement du réseau principal (735 kV) découlant de l'addition du parc éolien ;
- le coût de raccordement du parc éolien au réseau régional de transport (315 kV et moins) ou de distribution incluant le coût des modifications aux lignes et postes du réseau régional ;
- le coût du poste de départ du parc éolien, tel que défini à la section 2.9 (iii) du document d'appel d'offres ;
- le taux de pertes électriques associé à la production du parc éolien ;
- le coût évité d'investissements futurs en transport, s'il y a lieu.

La présente annexe fournit une évaluation du degré de réceptivité du réseau de transport d'Hydro-Québec afin de guider le soumissionnaire dans ses choix pour un site. Ces indications portent sur les éléments ayant trait au coût générique et au coût de raccordement. L'annexe ne fournit pas d'indications sur les éléments de coûts suivants qui doivent néanmoins être considérés par le soumissionnaire dans ses choix pour un site :

- le coût du poste de départ du parc éolien;
- le taux de pertes électriques associé à la production du parc éolien ;
- le coût évité d'investissements futurs en transport, s'il y a lieu.

Ces coûts seront déterminés par Hydro-Québec TransÉnergie lors de l'analyse des soumissions.

Les coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV sont fournis à la section 2 de la présente annexe. En ce qui concerne le coût de raccordement du parc éolien au réseau de transport, il comprend, d'une part, le coût de raccorder le poste de départ du parc éolien jusqu'au réseau de transport à 315 kV et moins, et, lorsque requis, les coûts associés au renforcement du réseau régional de transport jusqu'à sa jonction avec le réseau principal à 735 kV d'Hydro-Québec TransÉnergie; la section 3 fournit une indication de la capacité disponible et des coûts associés au renforcement du réseau de transport à partir des postes sources et stratégiques, et ce jusqu'au niveau de tension à 735 kV lorsque requis. Enfin, la section 4 fournit une évaluation des capacités thermiques en été des lignes à 315 kV et moins, afin de signaler lesquelles disposent des capacités thermiques les plus significatives et lesquelles disposent de peu de capacité thermique.

2. Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV et pertes énergétiques différentielles

Tel que représenté dans la figure A-6.1 de la présente annexe, le réseau principal de transport a été divisé en dix (10) zones d'intégration correspondant à autant de points d'injection, pour les fins de déterminer les coûts de renforcement du réseau principal. Pour chacune des zones, le coût des travaux de renforcement qui seraient requis sur les différents corridors de transport à la suite de l'addition d'une nouvelle capacité de production de 500 MW dans cette zone a été évalué. Le montant de l'évaluation a été exprimé sous forme de coût d'investissement capitalisé et a été ramené en \$/kW/an de puissance.

Les tableaux A-6.1 et A-6.1a présentent dans la deuxième colonne le coût de renforcement associé à chacune des zones, exprimé sous forme d'un montant annuel par kW pour l'année 2008; ces valeurs sont par la suite indexées à l'inflation. Il s'agit d'un coût générique qui représente le coût associé aux besoins de renforcement du réseau à 735 kV. Les valeurs apparaissant dans la troisième colonne représentent les sommes équivalentes d'investissements requis sous forme d'un montant unique exprimé en dollars 2008.

Lors de l'analyse des soumissions à l'étape 2 seulement, ce sont les valeurs présentées au tableau A-6.1 ou au tableau A-6.1a, selon le cas, qui sont utilisées pour déterminer le coût de renforcement du réseau à 735 kV à considérer pour chaque soumission en fonction de la zone du réseau à 735 kV à laquelle le parc éolien s'intégrera. Cette valeur n'inclut aucun des autres coûts de transport qui sont également considérés.

TABLEAU A-6.1
Coûts génériques¹ relatifs à l'intégration d'une production additionnelle
de 500 MW sur le réseau principal à l'horizon 2008

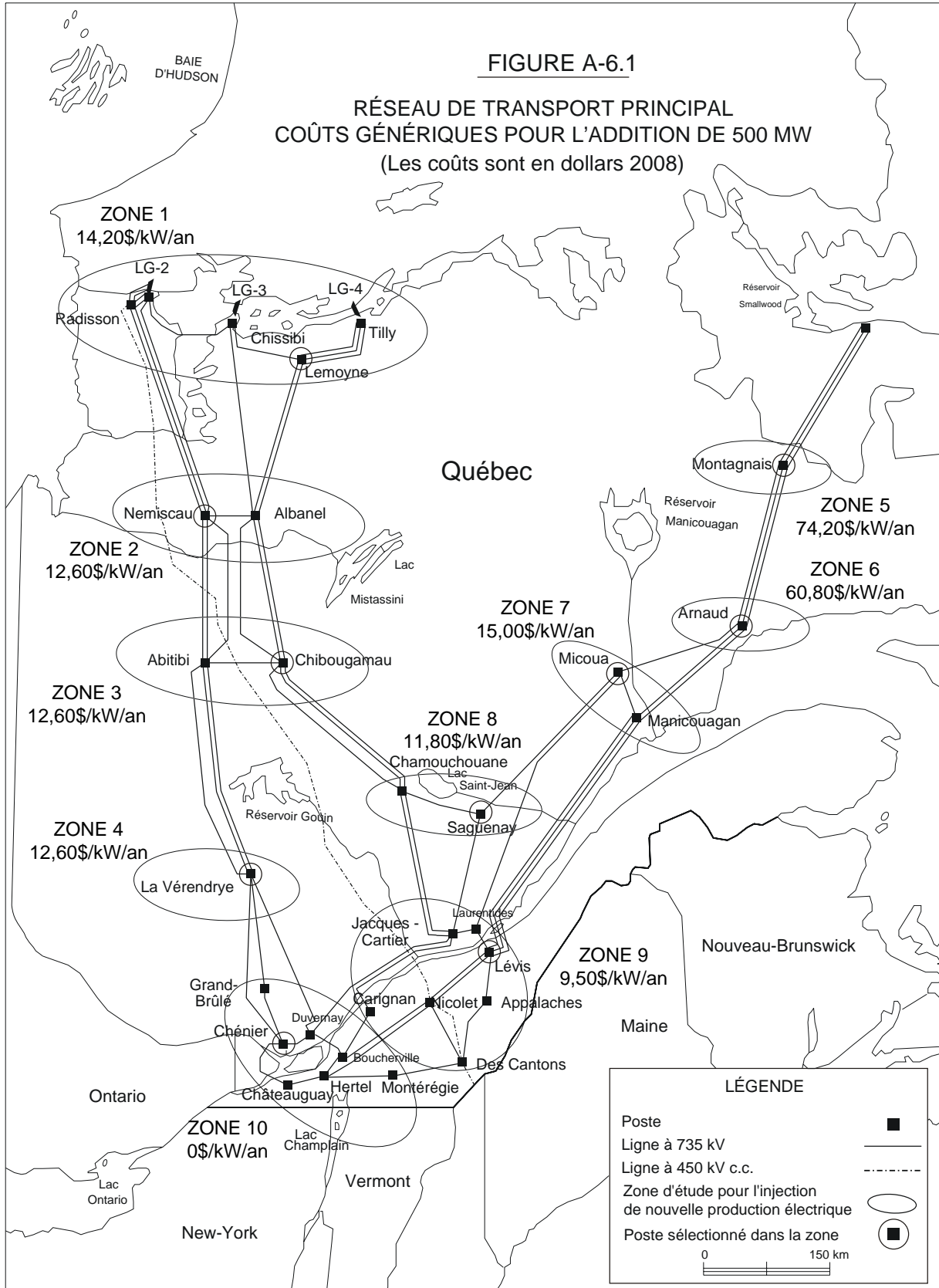
Zone d'étude	Coût de renforcement (\$ /kW/an) (dollars 2008)	Investissement requis² (dollars 2008)
1	14,20 \$ / kW/an	108 M\$
2,3,4	12,60 \$ / kW/an	96 M\$
5 ⁽³⁾	74,20 \$ / kW/an	564 M\$
6 ⁽³⁾	60,80 \$ / kW/an	462 M\$
7	15,00 \$ / kW/an	114 M\$
8	11,80 \$ / kW/an	90 M\$
9	9,50 \$ / kW/an	72 M\$
10	0 \$ / kW/an	0\$

- (1) Ces coûts génériques n'incluent pas les quatre (4) autres éléments de coûts de transport considérés lors de l'analyse des soumissions.
- (2) Les investissements requis n'incluent pas les frais annuels d'exploitation de 1,54% du coût de l'investissement.
- (3) Lors de l'étape 2 de l'analyse des soumissions, les coûts génériques attribués aux projets de 200 MW ou moins présentés dans cette zone seront ceux apparaissant au tableau A-6.1a. Pour les projets de plus de 200 MW, ce sont les coûts génériques apparaissant au tableau A-6.1 qui s'appliqueront.

TABLEAU A-6.1a
Coûts génériques¹ relatifs à l'intégration d'une production additionnelle
de 200 MW sur le réseau principal à l'horizon 2008

Zone d'étude	Coût de renforcement (\$ /kW/an) (dollars 2008)	Investissement requis² (dollars 2008)
5 ⁽³⁾	52,50 \$ / kW/an	160 M\$
6 ⁽³⁾	18,90 \$ / kW/an	58 M\$

- (1) Ces coûts génériques n'incluent pas les quatre (4) autres éléments de coûts de transport considérés lors de l'analyse des soumissions.
- (2) Les investissements requis n'incluent pas les frais annuels d'exploitation de 1,54% du coût de l'investissement.
- (3) Lors de l'étape 2 de l'analyse des soumissions, les coûts génériques attribués aux projets de 200 MW ou moins présentés dans cette zone seront ceux apparaissant au tableau A-6.1a. Pour les projets de plus de 200 MW, ce sont les coûts génériques apparaissant au tableau A-6.1 qui s'appliqueront.



G240-20260-085-01-0-vsd_fr

L'évaluation des pertes énergétiques différentielles consiste à évaluer les pertes énergétiques sur le réseau de transport lorsqu'une source fictive de 500 MW est intégrée à 735 kV à l'une des dix zones d'études de la figure A-6.1, par rapport aux pertes énergétiques évaluées à partir d'un même réseau de référence mais sans cette source additionnelle de 500 MW. L'ajout de ces équipements influence le résultat des pertes énergétiques différentielles. Le tableau A-6.1b ci-dessous présente, pour chacune des dix zones d'études, les pertes énergétiques différentielles pour une nouvelle source de 500 MW intégrée à 735 kV.

Puisque l'intégration de la source de production se fera à un poste ou à une ligne du réseau régional plutôt que sur le réseau à 735 kV directement, le transit naturel sur les lignes du réseau régional pourrait augmenter, s'annuler ou s'inverser selon la localisation de cette source et ainsi augmenter ou diminuer les pertes sur le réseau régional. Les pertes différentielles sur le réseau régional pourraient donc être négatives ou positives selon le cas. Ces pertes différentielles sur le réseau régional ne sont pas évaluées ici mais seront considérées dans l'évaluation des pertes électriques relatives à chaque offre ou combinaison d'offres, lors des étapes 2 et 3 de l'analyse des soumissions, alors que seront connues les localisations des nouvelles sources d'approvisionnement.

TABLEAU A-6.1b
Pertes énergétiques différentielles pour une source de 500 MW intégrée à 735 kV

Zone d'étude	Pertes énergétiques différentielles pour 500 MW (%)
1 – Lemoyne	7,4
2 – Nemiscau	5,6
3 – Chibougamau	4,3
4 – La Vérendrye	2,9
5 – Montagnais	4,7
6 – Arnaud	3,8
7 – Micoua	5,9
8 – Saguenay	4,1
9 – Lévis	1,8
10 – Chénier	1,1

3. Capacité disponible et coûts indicatifs de renforcement du réseau de transport à partir des postes sources et stratégiques

Les modifications requises dans les postes sources et les postes stratégiques, et sur les lignes en amont jusqu'au niveau 735 kV lorsque requis, ont été évalués pour éviter toute surcharge thermique de ligne ou de transformateur suite à la réception de 500 MW de production à l'une des tensions de ces postes. Le tableau A-6.2 comporte deux indications importantes pour chaque niveau de tension de ces postes :

1. la capacité de réception résiduelle à ce niveau de tension, exprimée en MW, c'est-à-dire sans investissement additionnel pour y accroître la capacité;
2. une estimation des coûts de transport pour accroître cette capacité de réception à un minimum de 500 MW.

Ces estimations de coûts sont approximatives et sont fournies à titre indicatif seulement afin de guider le soumissionnaire dans ses choix pour un site. Compte tenu de la pluralité des équipements dans le réseau de transport et de l'incertitude quant à la localisation et à la puissance des parcs éoliens à être implantés, ces indications n'incluent pas les éléments suivants qui seront néanmoins pris en compte lors de l'évaluation des soumissions :

- Lignes de raccordement des *postes de départ* des parcs éoliens jusqu'au réseau de transport existant;
- Modifications à des lignes existantes à partir desquelles les lignes de raccordement des parcs éoliens seraient prises en dérivation;
- Ajout de nouveaux départs de lignes dans des postes, lorsque le raccordement des parcs éoliens ne peut se faire sur une ligne existante;
- Modifications de protection et de télécommunications;
- Équipements de compensation suite aux études détaillées pour rencontrer les critères de comportement dynamique;
- Les frais d'exploitation et d'entretien relatifs aux nouveaux équipements de transport.

Le respect des critères de comportement dynamique peut ajouter des coûts significatifs dans un réseau régional qui intègre déjà une grande quantité d'éoliennes. C'est le cas du réseau de transport de la péninsule gaspésienne. Aux fins de rencontrer les critères de comportement dynamique, le réseau de transport de la péninsule gaspésienne aura donc besoin de renforcement additionnel pour raccorder des parcs éoliens supplémentaires à ceux déjà sous contrat avec Hydro-Québec. Ces coûts additionnels pour respecter les critères de comportement dynamique ne sont pas inclus dans les estimations de coûts présentées au tableau A-6.2 mais ils seront évalués et pris en compte lors de l'analyse des soumissions alors que seront connus les divers paramètres des parcs éoliens proposés par les soumissionnaires.

Les moyens disponibles pour renforcer le réseau de transport de la péninsule gaspésienne sont :

- l'addition de nouvelles lignes entre le poste Lévis et la Gaspésie;
- l'addition de compensation série sur les lignes entre le poste Lévis et la Gaspésie;
- l'addition de compensateurs synchrones ou statiques en Gaspésie.

La quantité de renforcement requise est fonction de :

- l'éloignement des nouveaux parcs du réseau à 735 kV, c'est-à-dire le poste Lévis;
- la puissance des nouveaux parcs à raccorder;
- le comportement dynamique des éoliennes offertes.

En Gaspésie, les coûts de ces moyens augmentent rapidement à mesure que l'on s'éloigne à l'est du réseau à 315 kV mais il est difficile de les évaluer sans connaître les paramètres des parcs éoliens à raccorder (localisation, taille, comportement dynamique du modèle d'éolienne, tension et type de raccordement au réseau existant).

**TABLEAU A-6.2 - Postes stratégiques et postes sources de TransÉnergie
Coûts approximatifs pour recevoir 500 MW de production**

POSTE	TENSION kV	CAPACITÉ MW ⁽¹⁾	INDICATEUR M\$2008 ⁽²⁾	POSTE	TENSION kV	CAPACITÉ MW ⁽¹⁾	INDICATEUR M\$2008 ⁽²⁾															
Abitibi	315	500	Catégorie A	Chaudière	230	500	Catégorie A															
					120	150	Catégorie B															
Appalaches	230	500	Catégorie A		69	300	- ⁽⁴⁾															
				Chenier	315	500	Catégorie A															
Arnaud	315	0	Catégorie B																			
	161	500	Catégorie A	Chibougamau	161	250	Catégorie B															
Basques ⁽³⁾	315	500	Catégorie A																			
	69	75	- ⁽⁴⁾	Copper Mountain	230																	
Beauceville	230	500	Catégorie A	(voir tableau A-6.2a)	161																	
	120	500	Catégorie A	Figuery	315	500	Catégorie A															
Beaupré ⁽³⁾	315	500	Catégorie A		120	500	Catégorie A															
	69	300	- ⁽⁴⁾	Goémon	230																	
Bécancour ⁽⁵⁾	230	50	Catégorie B	(voir tableau A-6.2a)	69																	
	120	50	Catégorie B	Grand-Brûlé	120	500	Catégorie A															
Boucherville	315	500	Catégorie A																			
	230	500	Catégorie A	Hauterive	315	500	Catégorie A															
Boules	230				161	500	Catégorie A															
(voir tableau A-6.2a)	120				69	75	- ⁽⁴⁾															
Cantons	230	500	Catégorie A	Heriot ⁽³⁾	230	500	Catégorie A															
	120	500	Catégorie A		120	500	Catégorie A															
Cap de la Madeleine ⁽³⁾	230	100	Catégorie B	Hertel	315	500	Catégorie A															
	69	100	- ⁽⁴⁾																			
Carignan	230	500	Catégorie A	Hêtres ⁽³⁾	230	100	Catégorie B															
					120	100	Catégorie B															
Cascapédia	230				69	100	- ⁽⁴⁾															
(voir tableau A-6.2a)	69			<table border="1"> <tr> <td>Légende :</td> <td>Catégorie A -</td> <td>Moins de 6 M\$</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Catégorie B -</td> <td>De 6 M\$ à moins de 36 M\$</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Catégorie C -</td> <td>De 36 M\$ à moins de 120 M\$</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Catégorie D -</td> <td>De 120 M\$ à moins de 240 M\$</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Catégorie E -</td> <td>240 M\$ et plus</td> </tr> </table>				Légende :	Catégorie A -	Moins de 6 M\$		Catégorie B -	De 6 M\$ à moins de 36 M\$		Catégorie C -	De 36 M\$ à moins de 120 M\$		Catégorie D -	De 120 M\$ à moins de 240 M\$		Catégorie E -	240 M\$ et plus
Légende :	Catégorie A -	Moins de 6 M\$																				
	Catégorie B -	De 6 M\$ à moins de 36 M\$																				
	Catégorie C -	De 36 M\$ à moins de 120 M\$																				
	Catégorie D -	De 120 M\$ à moins de 240 M\$																				
	Catégorie E -	240 M\$ et plus																				
Charlevoix ⁽³⁾	315	500	Catégorie A																			
	69	450	- ⁽⁴⁾																			
Châteauguay	315	500	Catégorie A																			

Notes

⁽¹⁾ Capacité de réception de production avant toute modification (les capacités affichées à 500 MW peuvent être supérieures).

⁽²⁾ Les coûts présentés ici sont approximatifs et représentent seulement les modifications permettant d'éviter toute surcharge thermique de ligne ou de transformateur suite à la réception de 500 MW de production à l'une des tensions d'un poste source ou stratégique de TransÉnergie, hors des îles de Laval et de Montréal. D'autres coûts sont à prévoir, entre autres, pour rencontrer les critères de comportement dynamique, surtout dans les réseaux où seront concentrées un grand nombre d'éoliennes.

⁽³⁾ Requiert, en tout ou en partie, d'augmenter la température d'exploitation de lignes à haute tension, de 49°C à 95°C habituellement: coûts afférents présumés non significatifs vu la grande incertitude sans une étude détaillée.

⁽⁴⁾ Ajout de 500 MW de production au niveau de tension indiqué non approprié dans ce poste : coûts non évalués, mais certainement beaucoup plus élevés que pour le niveau de tension supérieur vu qu'il faudrait remplacer les transformateurs et que le court-circuit serait plus faible.

⁽⁵⁾ Sous réserve d'entente avec la Commission de contrôle de l'énergie atomique du Canada sur la modification du raccordement au réseau de la centrale de Gentilly.

TABLEAU A-6.2 - Postes stratégiques et postes sources de TransÉnergie (suite)
Coûts approximatifs pour recevoir 500 MW de production

POSTE	TENSION kV	CAPACITÉ MW ⁽¹⁾	INDICATEUR M\$2008 ⁽²⁾	POSTE	TENSION kV	CAPACITÉ MW ⁽¹⁾	INDICATEUR M\$2008 ⁽²⁾
Jacques-Cartier	315	500	Catégorie A	Mauricie ⁽³⁾	315	50	Catégorie B
Kingsey	230	500	Catégorie A		230	50	Catégorie B
La Prairie	315	500	Catégorie A	Micmac	230		
Lafontaine	120	500	Catégorie A	(voir tableau A-6.2a)	161		
Lanaudière	315	500	Catégorie A	Micoua	315	0	Catégorie B
	120	500	Catégorie A	Montagnais	315	130	Catégorie B
Langlois	315	500	Catégorie A	Montérégie	120	500	Catégorie A
	120	160	Catégorie C	Montmagny	230	500	Catégorie A
Laurentides	315	500	Catégorie A		69	200	- ⁽⁴⁾
	230	500	Catégorie A	Nicolet	230	500	Catégorie A
Lebel	315	500	Catégorie A	Normand	315	130	Catégorie B
	120	500	Catégorie A		161	50	Catégorie C
Leneuf ⁽³⁾	315	100	Catégorie B	Petite-Nation	315	500	Catégorie A
	69	100	- ⁽⁴⁾		120	500	Catégorie A
Léry	315	500	Catégorie A	Québec	315	500	Catégorie A
	120	160	Catégorie B		230	500	Catégorie A
Lévis	315	500	Catégorie A	Radisson	315	0	Catégorie B
	230	500	Catégorie A				
Manicouagan	315	0	Catégorie B				
Matane	230						
(voir tableau A-6.2a)							
Matapédia	315						
(voir tableau A-6.2a)	230						

Légende :

- Catégorie A - Moins de 6 M\$
- Catégorie B - De 6 M\$ à moins de 36 M\$
- Catégorie C - De 36 M\$ à moins de 120 M\$
- Catégorie D - De 120 M\$ à moins de 240 M\$
- Catégorie E - 240 M\$ et plus

Notes

⁽¹⁾ Capacité de réception de production avant toute modification (les capacités affichées à 500 MW peuvent être supérieures).

⁽²⁾ Les coûts présentés ici sont approximatifs et représentent seulement les modifications permettant d'éviter toute surcharge thermique de ligne ou de transformateur suite à la réception de 500 MW de production à l'une des tensions d'un poste source ou stratégique de TransÉnergie, hors des îles de Laval et de Montréal. D'autres coûts sont à prévoir, entre autres, pour rencontrer les critères de comportement dynamique, surtout dans les réseaux où seront concentrées un grand nombre d'éoliennes.

⁽³⁾ Requiert, en tout ou en partie, d'augmenter la température d'exploitation de lignes à haute tension, de 49°C à 95°C habituellement : coûts afférents présumés non significatifs vu la grande incertitude sans une étude détaillée.

⁽⁴⁾ Ajout de 500 MW de production au niveau de tension indiqué non approprié dans ce poste : coûts non évalués, mais certainement beaucoup plus élevés que pour le niveau de tension supérieur vu qu'il faudrait remplacer les transformateurs et que le court-circuit serait plus faible.

TABLEAU A-6.2 - Postes stratégiques et postes sources de TransÉnergie (suite)
Coûts approximatifs pour recevoir 500 MW de production

POSTE	TENSION kV	CAPACITÉ MW ⁽¹⁾	INDICATEUR M\$2008 ⁽²⁾	POSTE	TENSION kV	CAPACITÉ MW ⁽¹⁾	INDICATEUR M\$2008 ⁽²⁾	
Nemiscau ⁽⁵⁾	315	0	Catégorie B	Sorel	230	500	Catégorie A	
	69	15	- ⁽⁶⁾		120	250	Catégorie B	
Rimouski (voir tableau A-6.2a)	315			Thetford	230	500	Catégorie A	
	230				120	100	Catégorie B	
Rivière-du-Loup	315	0	Catégorie B		69	150	- ⁽⁴⁾	
	230	0	Catégorie B		Tilly	315	0	Catégorie B
	120	0	Catégorie B			Trois-Rivières ⁽³⁾	230	100
Rouyn	120	100	Catégorie D	Varenes	230		500	Catégorie A
Saguenay	161	500	Catégorie A		120	280	Catégorie B	
					Vignan	315	500	Catégorie A
Saint-Césaire	230	500	Catégorie A			120	500	Catégorie A
	120	500	Catégorie A					
Sherbrooke	230	500	Catégorie A					
	120	500	Catégorie A					

Légende :

- Catégorie A - Moins de 6 M\$
- Catégorie B - De 6 M\$ à moins de 36 M\$
- Catégorie C - De 36 M\$ à moins de 120 M\$
- Catégorie D - De 120 M\$ à moins de 240 M\$
- Catégorie E - 240 M\$ et plus

Notes

⁽¹⁾ Capacité de réception de production avant toute modification (les capacités affichées à 500 MW peuvent être supérieures).

⁽²⁾ Les coûts présentés ici sont approximatifs et représentent seulement les modifications permettant d'éviter toute surcharge thermique de ligne ou de transformateur suite à la réception de 500 MW de production à l'une des tensions d'un poste source ou stratégique de TransÉnergie, hors des îles de Laval et de Montréal. D'autres coûts sont à prévoir, entre autres, pour rencontrer les critères de comportement dynamique, surtout dans les réseaux où seront concentrées un grand nombre d'éoliennes.

⁽³⁾ Requiert, en tout ou en partie, d'augmenter la température d'exploitation de lignes à haute tension, de 49°C à 95°C habituellement : coûts afférents présumés non significatifs vu la grande incertitude sans une étude détaillée.

⁽⁴⁾ Ajout de 500 MW de production au niveau de tension indiqué non approprié dans ce poste : coûts non évalués, mais certainement beaucoup plus élevés que pour le niveau de tension supérieur vu qu'il faudrait remplacer les transformateurs et que le court-circuit serait plus faible.

⁽⁵⁾ Le niveau de tension de 315 kV sera ajouté au poste Nemiscau en 2006.

⁽⁶⁾ Ajout de 500 MW de production au niveau de tension indiqué non approprié dans ce poste : coûts non évalués, mais certainement beaucoup plus élevés que pour le niveau de tension supérieur puisqu'il faudrait remplacer les transformateurs et que le coupe-circuit serait plus faible.

Dégagement d'une capacité pour l'addition de puissance éolienne additionnelle entre les postes Rimouski et Matapédia :

Hydro-Québec Distribution considère la possibilité d'ajouter 500 MW de puissance éolienne additionnelle sur le réseau à 315 kV situé entre les postes de Rimouski et Matapédia sans déclencher la construction d'une nouvelle ligne qui serait autrement requise entre les postes Rivière-du-Loup et Rimouski. Au-delà de 500 MW de puissance additionnelle sur le réseau gaspésien, la construction d'une nouvelle ligne (d'un coût approximatif de 135 M\$) reliant les postes Rivière-du-Loup et Rimouski sera considérée lors de l'analyse des coûts de transport à l'étape 3 du processus de sélection des soumissions. Ainsi, pour les premiers 500 MW de puissance éolienne additionnelle située à partir de Rimouski et plus à l'est, les délais requis pour l'intégration au réseau gaspésien ne seront pas fixés en fonction de la construction d'une nouvelle ligne reliant les postes Rivière-du-Loup et Rimouski, mais plutôt en fonction de la distance et du niveau de tension du raccordement du parc éolien au réseau de transport existant.

Le dégagement d'une capacité de 500 MW de puissance éolienne additionnelle sur le réseau à 315 kV entre les postes de Rimouski et Matapédia implique qu'à certains moments, Hydro-Québec Distribution pourrait plafonner la réception de l'électricité en provenance des parcs éoliens conformément aux dispositions de l'article 7.3 du contrat-type.

Dans ce contexte, Hydro-Québec TransÉnergie a évalué les capacités disponibles au poste Rimouski et aux postes sources situés plus à l'est ainsi que les coûts liés aux modifications qui permettraient d'éviter toute surcharge thermique de ligne ou de transformateur suite à la réception de 500 MW de production à l'une des tensions de chacun de ces postes. Le tableau A-6.2a ci-dessous présente ces indications dans le scénario où la limite de transit entre les postes Rivière-du-Loup et Rimouski n'est pas restrictive.

TABLEAU A-6.2a– Postes sources de TransÉnergie localisés en Gaspésie – Capacités disponibles et coûts approximatifs pour recevoir 500 MW si la limite de transit entre les postes Rivière-du-Loup et Rimouski n'est pas restrictive

POSTE SOURCE	TENSION kV	CAPACITÉ DISPONIBLE MW ⁽¹⁾	INDICATEUR M\$2008 ⁽²⁾ requis pour recevoir 500 MW additionnels de parcs éoliens
Boules	230	250	Catégorie C _(3)
	120	150	
Cascapédia	230	200	Catégorie D _(3)
	69	150	
Copper Mountain	161	0	Catégorie E _(3)
	69	0	
Goémon	230	50	Catégorie D _(3)
	69	0	
Matane	230	50	Catégorie D
Matapédia	315	500	Catégorie A
	230	250	Catégorie B
Micmac	230	100	Catégorie E _(3)
	161	0	
Rimouski	315	500	Catégorie A
	230	250	Catégorie B

Légende :
 Catégorie A - Moins de 6 M\$
 Catégorie B - De 6 M\$ à moins de 36 M\$
 Catégorie C - De 36 M\$ à moins de 120 M\$
 Catégorie D - De 120 M\$ à moins de 240 M\$
 Catégorie E - 240 M\$ et plus

⁽¹⁾ Capacité de réception de production avant toute modification.

⁽²⁾ Les coûts présentés ici sont approximatifs et représentent seulement les modifications permettant d'éviter toute surcharge thermique de ligne ou de transformateur suite à la réception de 500 MW de production à l'une des tensions du poste source. D'autres coûts sont à prévoir, entre autres, pour rencontrer les critères de comportement dynamique, surtout dans les réseaux où seront concentrées un grand nombre d'éoliennes.

⁽³⁾ Ajout de 500 MW de production au niveau de tension indiqué non approprié dans ce poste : coûts non évalués, mais certainement beaucoup plus élevés que pour le niveau de tension supérieur puisqu'il qu'il faudrait remplacer les transformateurs et que le court-circuit serait plus faible.

4. Évaluation qualitative du degré de réceptivité des lignes pour fins de raccordement de parcs éoliens

Le coût des travaux de raccordement d'un parc éolien au réseau de transport régional ne peut être estimé de façon générique comme c'est le cas pour le coût de renforcement du réseau principal à 735 kV. Ceci découle d'une part, de la pluralité des équipements concernés et d'autre part du fait que la localisation et la puissance des parcs éoliens à être raccordés n'est pas connue au moment du lancement de l'appel d'offres. En effet, la localisation précise et la puissance offerte de chaque nouveau parc éolien, les caractéristiques techniques des équipements utilisés, la configuration des équipements de transport locaux font en sorte que chaque cas doit être étudié séparément.

Hydro-Québec TransÉnergie a néanmoins préparé une évaluation qualitative du degré de réceptivité des lignes de transport de 315 kV et moins. L'évaluation qualitative réalisée consiste en une indication de la capacité des différentes lignes de transport à 315 kV et moins composant les territoires administratifs (Nord, Sud, Est, Ouest) d'Hydro-Québec TransÉnergie. Le découpage des territoires de même que la configuration du réseau de transport sont présentés sur la carte des installations de transport d'énergie au Québec (août 2006), disponible sur demande auprès du Représentant officiel. La figure A-6.2 illustre de façon simplifiée le découpage des territoires administratifs d'Hydro-Québec TransÉnergie. L'évaluation qualitative est présentée dans les tableaux A-6.3 à A-6.6 de la présente annexe.

L'impact sur le réseau régional existant de l'addition de chaque parc éolien proposé sera évalué lors de l'analyse des offres. Les coûts associés à cet impact seront alors ajoutés aux coûts directs de raccordement du parc éolien (poste de départ du parc éolien, ligne de raccordement), ce qui résultera en son coût de raccordement local.

Précisons enfin que toute intégration impliquant des équipements n'appartenant pas à Hydro-Québec TransÉnergie (LCHM, Alcan, Brascan, etc.) nécessitera que des ententes soient conclues avec une tierce partie.

FIGURE A-6.2
TERRITOIRES ADMINISTRATIFS D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE



TABLEAU A-6.3 – Capacité* thermique en été des lignes 315 kV et moins du Territoire Nord

À 315 kV
<p>Les conducteurs des lignes à 315 kV au Territoire Nord ont une capacité de transit d'au moins 500 MVA, toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La ligne d'interconnexion reliant le poste de Delisle 345 kV d'Alcan, près d'Alma, au poste des Laurentides dans la région de Québec est réservée aux échanges entre les réseaux d'Alcan et d'Hydro-Québec.
À 230 kV
<p>Les conducteurs des lignes à 230 kV au Territoire Nord ont une capacité de transit d'au moins 175 MVA, toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La ligne d'interconnexion reliant le poste de l'Isle Maligne 240 kV d'Alcan, près d'Alma, au poste de Québec est réservée aux échanges entre les réseaux d'Alcan et d'Hydro-Québec.
À 161 kV
<p>Les conducteurs d'environ 90 % des lignes à 161 kV au Territoire Nord ont une capacité de transit d'au moins 125 MVA (pour 50 %, au moins 275 MVA), toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La capacité de réception du réseau à 161 kV du Saguenay est réservée en partie pour l'intégration de la centrale Péribonka qui est en cours de réalisation et doit se terminer vers 2008.
À 120 kV
<p>Les conducteurs des lignes à 120 kV au Territoire Nord, en Abitibi surtout, ont une capacité de transit d'au moins 50 MVA (pour 60 %, au moins 100 MVA), toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pour les lignes raccordées aux centrales Première Chute, Rapides des Îles, Rapide des Quinze, Rapide-2, Rapide-7 et Cadillac, la capacité de réception est faible et ne peut être déterminée avec précision sans connaître les changements aux modes d'exploitation consécutifs au raccordement de la nouvelle production. - Quelques lignes du réseau à 120 kV des postes de Figuery et de Lebel, dans les régions immédiates d'Amos et de Quévillon respectivement, peuvent accepter jusqu'à 200 MW de nouvelle production.
À 69 kV
<p>Les lignes à 69 kV au Territoire Nord ne peuvent accepter plus de 25 MW de nouvelle production.</p>

* : Les capacités mentionnées négligent le transit de charge actuel sur les lignes, puisqu'une ligne qui alimente une charge verra son transit réduit ou inversé par le raccordement d'un parc éolien. Quant aux lignes qui raccordent une centrale, elles ont très peu de capacité disponible pour raccorder un parc éolien.

TABLEAU A-6.4 – Capacité* thermique en été des lignes 315 kV et moins du Territoire Est

À 315 kV
<p>Les conducteurs des lignes à 315 kV au Territoire Est ont une capacité de transit d'au moins 325 MVA, toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La ligne d'interconnexion reliant le poste de Delisle 345 kV d'Alcan, près d'Alma, au poste des Laurentides dans la région de Québec est réservée aux échanges entre les réseaux d'Alcan et d'Hydro-Québec.
À 230 kV
<p>Les conducteurs d'environ 95 % des lignes à 230 kV au Territoire Est ont une capacité de transit d'au moins 200 MVA, toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La ligne d'interconnexion reliant le poste de l'Isle Maligne 240 kV d'Alcan, près d'Alma, au poste de Québec est réservée aux échanges entre les réseaux d'Alcan et d'Hydro-Québec. - La capacité de réception est limitée à 100 MW pour les lignes 2388, Les Boules - Matane, et 2350, Matane-Goémon.
À 161 kV
<p>Les conducteurs des lignes à 161 kV au Territoire Est ont une capacité de transit d'au moins 100 MVA, toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La capacité de réception est nulle pour le réseau à 161 kV de la Gaspésie. - La capacité de réception est limitée à 50 MW pour les lignes reliant le poste Normand à la centrale de la Hart-Jaune.
À 120 kV
<p>Des lignes à 120 kV au Territoire Est, une seule ne peut accepter au moins 100 MW de nouvelle production :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La ligne 1474, Coleraine – Mégantic, limitée à 30 MW de nouvelle production.
À 69 kV
<p>Les conducteurs d'environ 95 % des lignes à 69 kV au Territoire Est ont une capacité de transit d'au moins 50 MVA, toutefois la capacité de réception est limitée à :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 10 MW pour les lignes comprises entre les postes de Petit-Saguenay et de la Chute-aux-Outardes, sur la Côte-Nord. - 25 MW pour les lignes Rimouski - Bic et St-Odile - Mitis. - 30 MW pour les lignes des postes de Charlevoix, Beaupré, Québec et Leneuf.

* : Les capacités mentionnées négligent le transit de charge actuel sur les lignes, puisqu'une ligne qui alimente une charge verra son transit réduit ou inversé par le raccordement d'un parc éolien. Quant aux lignes qui raccordent une centrale, elles ont très peu de capacité disponible pour raccorder un parc éolien.

TABLEAU A-6.5 – Capacité* thermique en été des lignes 315 kV et moins du Territoire Ouest – Excluant les îles de Laval et de Montréal

À 315 kV
<p>Les conducteurs des lignes à 315 kV du Territoire Ouest sur la rive nord du St-Laurent ont une capacité de transit d'au moins 500 MVA, toutefois la capacité de réception est limitée à 50 MW de nouvelle production pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La ligne 3005, Mauricie – Bout-de-L'Île. - La ligne 3015, Mauricie – Lanaudière.
À 230 kV
<p>Il n'y a aucune ligne à 230 kV au Territoire Ouest.</p>
À 161 kV
<p>Il n'y a aucune ligne à 161 kV au Territoire Ouest.</p>
À 120 kV
<p>Les conducteurs d'environ 90 % des lignes à 120 kV au Territoire Ouest ont une capacité de transit d'au moins 100 MVA (pour 60 %, au moins 200 MVA), toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La capacité de réception est limitée à 50 MW de nouvelle production pour les lignes du réseau comprenant les postes de Paugan, de Maniwaki, de Mont-Laurier, de Lac-des-Îles, de Notre-Dame-du-Laus et des High Falls.
À 69 kV
<p>Des lignes à 69 kV au Territoire Ouest, 80 % peuvent accepter jusqu'à 40 MW de nouvelle production et les autres, beaucoup moins.</p>

* : Les capacités mentionnées négligent le transit de charge actuel sur les lignes, puisqu'une ligne qui alimente une charge verra son transit réduit ou inversé par le raccordement d'un parc éolien. Quant aux lignes qui raccordent une centrale, elles ont très peu de capacité disponible pour raccorder un parc éolien.

TABLEAU A-6.6 – Capacité* thermique en été des lignes 315 kV et moins du Territoire Sud

À 315 kV
<p>Les conducteurs des lignes à 315 kV au Territoire Sud ont une capacité de transit d'au moins 500 MVA, toutefois la capacité de réception est limitée à 50 MW de nouvelle production pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La ligne 3005, Mauricie – Bout-de-L'Île. - La ligne 3015, Mauricie – Lanaudière.
À 230 kV
<p>Les conducteurs d'environ 90 % des lignes à 230 kV au Territoire Sud ont une capacité de transit d'au moins 200 MVA, toutefois la capacité de réception est limitée à 50 MW de nouvelle production pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le réseau à 230 kV des environs du poste de Bécancour à la suite de l'intégration de la centrale de TransCanada Energy. - Le réseau à 230 kV de la région de La Tuque vu l'intégration planifiée des centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs, présentement à la phase projet. - Le réseau à 230 kV entre les postes de Trois-Rivières, de la Mauricie, Des Hêtres et de La Tuque.
À 161 kV
<p>Il n'y a aucune ligne à 161 kV au Territoire Sud.</p>
À 120 kV
<p>Les conducteurs d'environ 90 % des lignes à 120 kV au Territoire Sud ont une capacité de transit d'au moins 100 MVA (pour 75 %, au moins 200 MVA), toutefois la capacité de réception est limitée à 50 MW de nouvelle production pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le réseau à 120 kV des environs du poste de Bécancour à la suite de l'intégration de la centrale de TransCanada Energy. - La ligne 1143 sortant du poste de Kingsey. - La ligne 1147 sortant du poste de Sorel.
À 69 kV
<p>Les lignes à 69 kV au Territoire Sud peuvent accepter au moins 30 MW de nouvelle production, toutefois :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les lignes du poste des Hêtres (644, 666, 668 et 674) peuvent en accepter au moins 50 MW.

* : Les capacités mentionnées négligent le transit de charge actuel sur les lignes, puisqu'une ligne qui alimente une charge verra son transit réduit ou inversé par le raccordement d'un parc éolien. Quant aux lignes qui raccordent une centrale, elles ont très peu de capacité disponible pour raccorder un parc éolien.