

Régie de l'énergie
DOSSIER R-3887-2014
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 21/10/2014
Pièces n°: B-0055



DEMANDE RELATIVE AU PROJET À 735 KV DE LA CHAMOUCOUANE-BOUT-DE-L'ÎLE

AUDIENCES DU 21, 22 ET 23 OCTOBRE 2014
DOSSIER R-3887-2014



DÉROULEMENT DE LA PRÉSENTATION

1. Planification du réseau de transport
2. Évolution du réseau de transport
3. Contexte de l'étude
4. Deux types de solutions à l'étude
5. Analyse des solutions
6. Conclusion

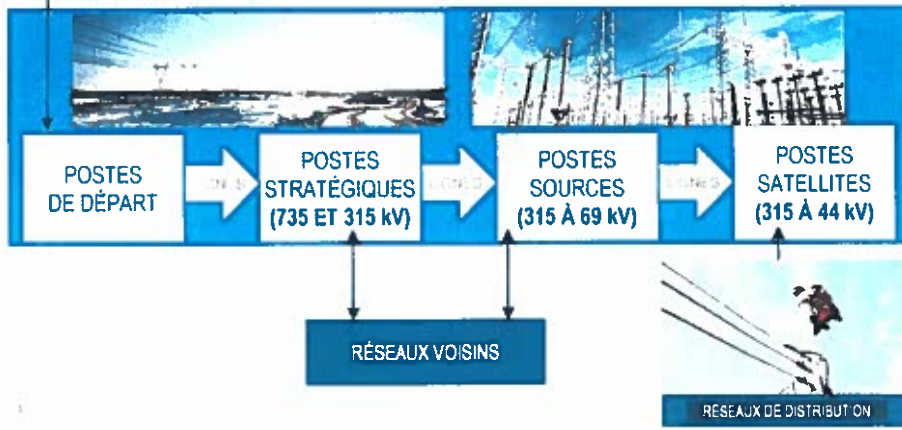
1 - Planification du réseau de transport



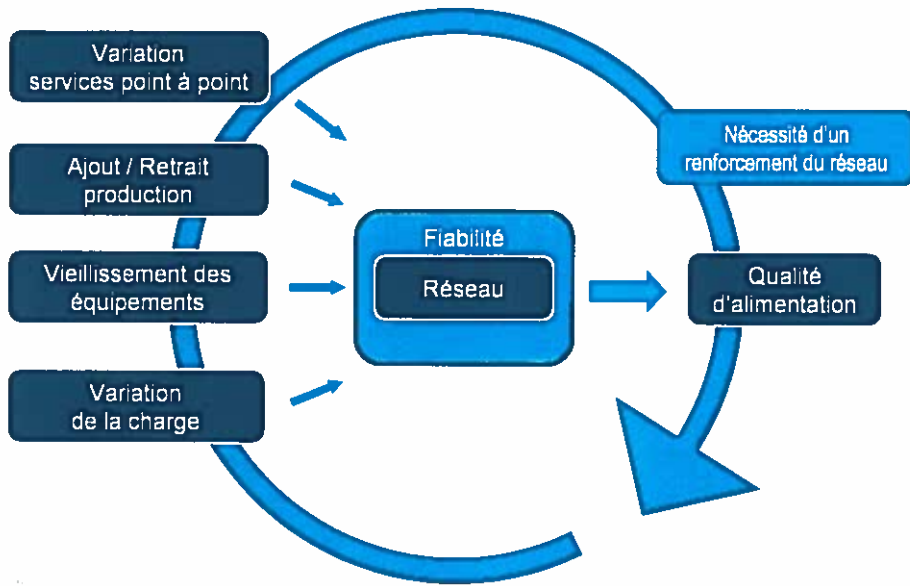
DÉVELOPPER UN RÉSEAU DE TRANSPORT – UN RÔLE STRATÉGIQUE



LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE



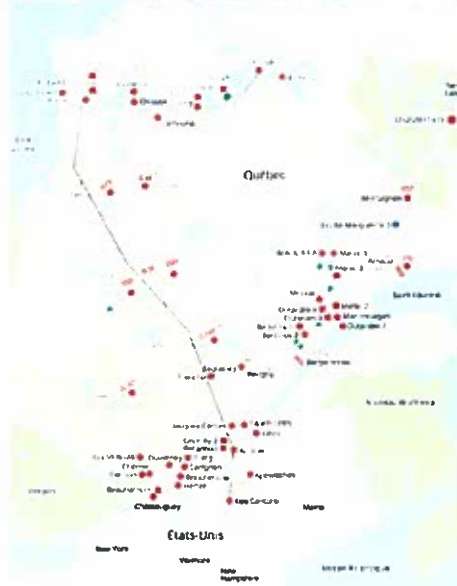
NÉCESSITÉ D'UN RENFORCEMENT



2 - Évolution du réseau de transport

DES ANNÉES 50 À 1994 : EXPANSION ET FIABILITÉ

- ANNÉES 50 CENTRALES BERSIMIS
 - Mise en service de la Centrale Bersimis
- ANNÉES 60 ET 70 COMPLEXES MANICOUAGAN-OUTARDES ET CHURCHILL FALLS
 - Mise en service des lignes à 735 kV
- ANNÉES 80 COMPLEXE LA GRANDE (PHASE I)
 - Nouveaux barrages de la phase I de la Centrale de La Grande (1982)
 - Centrale de La Grande (1982 - 1983)
- ANNÉES 90 CROISSANCE DES COMPLEXES LA GRANDE (PHASE II) ET MANICOUAGAN
 - Mise en service de la phase II de la Centrale de La Grande (1991)
 - Nouveaux barrages de la phase II de la Centrale de La Grande (1991)
 - Mise en service de la phase II de la Centrale de La Grande (1991)



DE 1994 À 2009 : COMPENSATION SÈRE ET SÉCURISATION

- RACCORDEMENTS
 - Perte de 3 300 MW d'Hydro-Québec Production
 - 1 000 MW de projets de compensation en Gaspésie
 - Possibilité de raccorder la compensation au nord
 - Arrivée d'une ligne à 735 kV dans les axes de transport
- SÉCURISATION POST-VERGLAS BOUCLE MONTERÉGIEENNE
 - Ajout de la ligne à 735 kV entre les postes Hertel et Des Coteaux



3 - Contexte de l'étude



MISE À NIVEAU DU RÉSEAU DE TRANSPORT REQUISE EN 2012

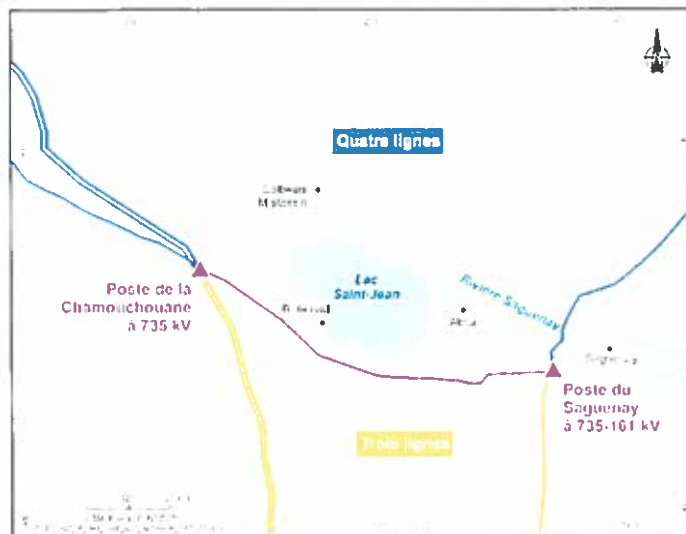
- **UN PROBLÈME LATENT**
 - Variation de la prévalence de la tension et de la réduction de la tension
 - Nécessité de mieux réguler la tension
- **EVENEMENTS**
 - Perte de deux lignes ou perte de ligne simple en raison d'incidents au sud de la Montérégie
- **CONSTATS SANS RENFORCEMENT**
 - Variation de la tension et fréquence de la ligne simple
 - Écart de la tension et de la fréquence
 - Perte de la ligne simple
- **CONSEQUENCE**
 - Nécessité de renforcer le réseau pour garantir la fiabilité du système

RÉSEAU 735 kV



≈ 50 % de la charge

UNE SITUATION ISSUE DE L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU



UN BIAIS STRUCTUREL

■ Constat :

- Un biais structurel issu de l'évolution du réseau
- Cette caractéristique devient problématique de manière récurrente car le réseau est en constante évolution

■ Question :

- Comment renforcer le réseau de manière durable ?

■ Approche :

- Élargir la réflexion en se projetant avec un ensemble de besoins et tester la robustesse des concepts de renforcement

UNE FIABILITÉ DE RÉSEAU À MAINTENIR

■ Objectifs

- Elaborer des solutions qui répondent à l'enjeu de manière robuste et durable
- Comparer la rentabilité économique de chaque solution
- Évaluer les avantages inhérents de chaque solution
- Évaluer le potentiel de développement du réseau après leur mise en œuvre respective

■ Pourquoi garantir la robustesse de la solution ?

- La solution mise en place doit être efficace quels que soient les ajouts, les retraits ou simplement les déplacements de charge ou de production à différents endroits sur le réseau

■ Comment garantir la robustesse de la solution ?

- En se projetant « temporellement » et « fonctionnellement » en utilisant
 - En 2009 : les projets autorisés et les demandes potentielles de l'époque
 - En 2013 : les modifications que le réseau a subi depuis 2009 (raccordements, fermetures, modification de la charge) et les projets anticipés

22

UNE OPPORTUNITÉ À SAISIR

■ PROJETS AUTORISÉS

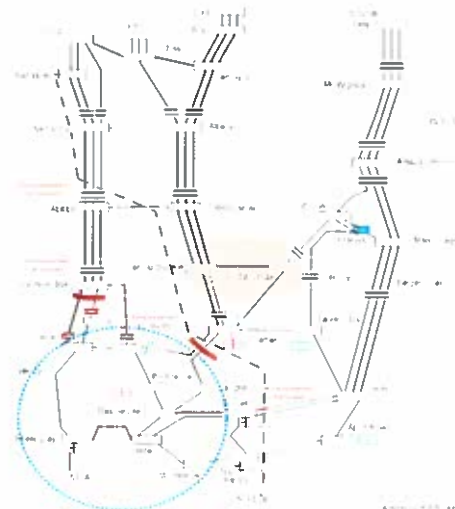
- Remise en service de 1550 MW entre 2014 et 2020
- AO 2009-03 : 2000 MW entre 2013 et 2015

■ RENFORCEMENTS INDISPENSABLES

- Localisation de la production de la production
- Site de crématorium de Marnand (Indre)
- Changement de localisation des extrémités du sud

■ SOLUTIONS PRECONISÉES DANS LE CADRE STRICT DE CHAQUE ÉTUDE (T&C)

- Complément de surpuissance
- Solution optimale de surpuissance
- Ne recourir qu'à des solutions pré-évaluées
- Continuer à travailler avec les partenaires



23

UNE OPPORTUNITÉ À SAISIR

■ Constat :

- Compte tenu des projets autorisés, un renforcement est inévitable à court terme
- Les solutions proposées dans le cadre de chacune des études restent limitées au maintien de la fiabilité face à un phénomène récurrent sans le résoudre durablement

■ Approche :

- Saisir l'opportunité associée à la nécessité d'investir maintenant pour positionner stratégiquement le réseau
- Substituer certains travaux des projets autorisés par une solution plus globale

4 - Deux types de solutions à l'étude

SOLUTION 1 : NOUVELLE LIGNE DE TRANSPORT À 735 KV

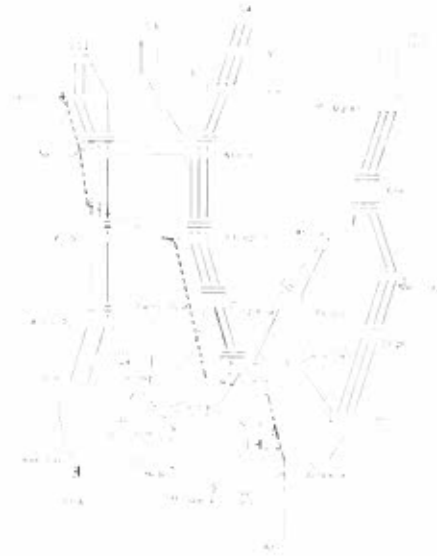
OBJECTIF

- Ajout d'un nouveau lien permettant de couvrir le réseau existant

DESCRIPTION

- Lien à 735 kV entre le pôle Uranium-Boisneuf et la barre de Moulins
- LIGNE DÉJÀ À L'ÉTUDE :
 - Au Plan Stratégique 2009-2013
 - Au document soumis à la Régie dans le cadre de l'intégration de production du complexe de la Rouscarie
 - Au document soumis à la Régie dans le cadre de l'intégration de production de l'appel d'offres 2005-03

RÉSEAU 735 kV



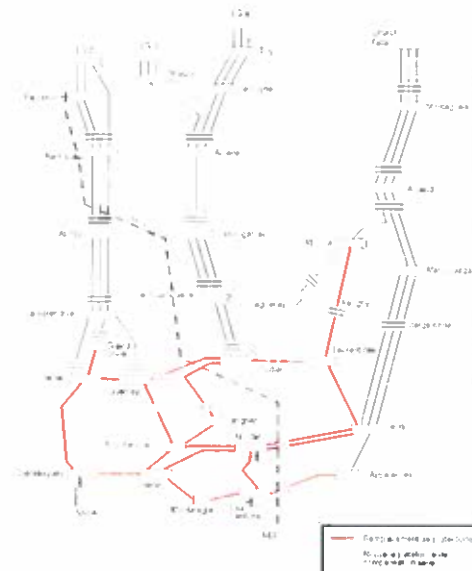
SOLUTION 2 : AJOUT MASSIF DE COMPENSATION SÉRIE

OBJECTIF

- Ajout d'un massif de compensation série qui stabilisent et améliorent les lignes existantes

DESCRIPTION

- 9 patcheries de compensation série
- Protection à modifier
 - 17 lignes à 735 kV et 15 patcheries
 - 3 lignes à 315 kV



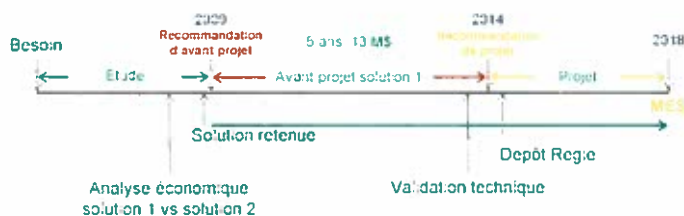
5 - Analyse des solutions

ANALYSE ÉCONOMIQUE : FONDEMENTS

■ EXISTENCE TEMPORELLE

Réviser à l'échelle de l'étude des solutions envisagées pour répondre à un nouveau besoin sur le réseau.

Sortir à comparer les différentes solutions candidates afin de recommander un avant-projet et finalement un projet à court ou optimal.



■ PERIODE D'ANALYSE

Estimer la durée de vie et les coûts principaux des composants (jusqu'à 50 ans).

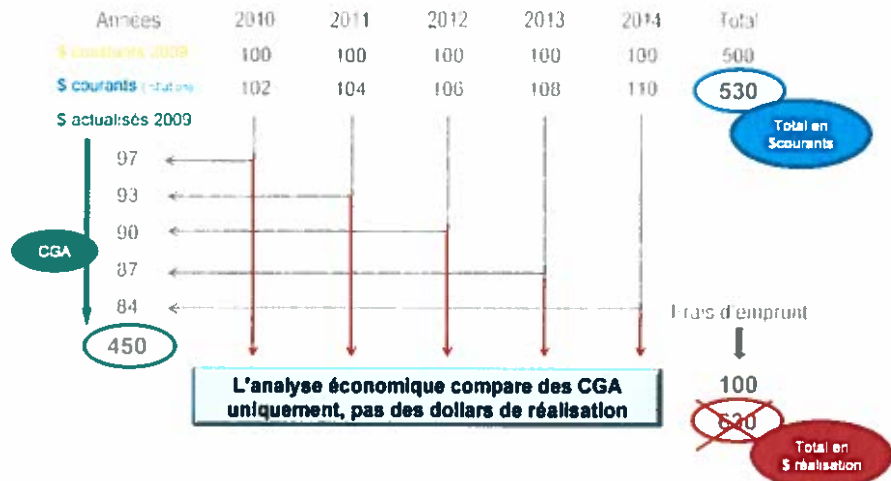
Estimer la durée de vie et le coût minimal par année du Projet.

Analyse de coût à court terme des dépenses envisagées pour la réalisation du projet (7 ans provinciaux).

Estimer 50 ans.

ANALYSE ÉCONOMIQUE : EXEMPLE

- CONVERSION D'UNE VALEUR FUTURE EN VALEUR PRÉSENTE, PAR UN TAUX D'ACTUALISATION, AFIN DE COMPARER DES SCÉNARIOS SUR UNE MÊME BASE



ANALYSE ÉCONOMIQUE 2009 : DÉTERMINATION DU COÛT DES PERTES

- Détermination d'un écart en puissance à la pointe entre les scénarios : 117 MW
- Extrapolation d'un volume en énergie par année
 - Facteur de charge du réseau = 0.70
 - Facteur de pertes (fp) = 0.511
 - Pertes en énergie = pertes en puissance x fp x 8760 heures = 524 GWh
- Conversion en un coût récurrent annuel
 - Fondé sur les « coûts marginaux en énergie et en puissance » du Distributeur

ANALYSE ÉCONOMIQUE DE 2009

■ Analyse sur 50 ans

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série
Investissements	664,6	578,6
Valeurs résiduelles	16,8	-43,1
Taxe sur les services publics	52,1	40,8
Charges d'exploitation Pertes électriques	-----	873,7
Coûts globaux actualisés (CGA) en 2009	699,9	1 450,0

- Pour que les CGA des deux solutions deviennent égaux, les coûts de pertes devraient baisser de plus de 85% ou
- L'écart de pertes entre les deux solutions devrait être de:
 - En puissance 16,5 MW
 - En énergie 74,0 GWh

ANALYSE ÉCONOMIQUE DE 2009 : SENSIBILITÉ

■ Sensibilité de l'analyse économique de 2009 à différents paramètres

GGA en 2009	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série	Ratio en % de la solution 2 par rapport à la solution 1
Référence	699,9	1 450,0	207 %
1) Taux d'actualisation 2014	704,8	1 476,6	210 %
2) Coûts des pertes de juillet 2014	699,9	1 246,2	178 %
3) Facteur de charge du réseau à 0,60	699,9	1 253,6	179 %
4) Pertes de 100 MW	699,9	1 322,6	189 %
5) Combinaison de 1), 2), 3), 4)	704,8	1 039,1	147 %

Quelle que soit l'analyse de sensibilité, la ligne demeure le projet le plus économique

NOUVELLE ANALYSE ÉCONOMIQUE DE 2014

Pourquoi on ne doit pas comparer les coûts de la proposition d'affaires de la solution 1 aux coûts de l'estimation paramétrique de la solution 2 :

- La proposition d'affaires de la solution 1 est le résultat d'un avant-projet qui
 - A durée 5 ans et a coûté 13 M\$
 - A permis de préciser le contenu technique final, les coûts et les risques associés à la réalisation du projet et d'établir un tracé optimale pour le passage de la ligne
 - A nécessité des ajustements pour minimiser les impacts environnementaux et sociaux
 - Qui tient compte des coûts associés au programme de mise en valeur intégrée (PMVI) de l'électrification
- L'estimation paramétrique de la solution 2 ne tient pas les raffinements associés à l'implantation d'une telle solution notamment
 - Le grand nombre de postes à 735 kV en des terres publiques ou privées
 - La nature du terrain
 - La présence ou non de milieux humides
 - La mise en œuvre des travaux
 - Le PMVI inapplicable
 - Autres dépendances



NOUVELLE ANALYSE ÉCONOMIQUE DE 2014

■ Nouvelle analyse économique de la solution 1 en paramétrique

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série
Investissements	754,7	692,0
Valeurs résiduelles	- 7,8	- 41,1
Taxe sur les services publics	56,5	45,7
Charges d'exploitation		
Pertes électriques		774,3
Coûts globaux actualisés (CGA) en 2014	813,4	1 470,9

■ Sensibilité de l'analyse économique de 2014 au facteur de charge du réseau

CGA en 2014	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série	Ratio en % de la solution 2 par rapport à la solution 1
Référence	813,4	1 470,9	180 %
1) Facteur de charge du réseau à 0,60	813,4	1 298,3	100 %

ANALYSE ÉCONOMIQUE : POINT DE RENTABILITÉ

■ Analyse 2009

TOTAL jusqu'en	2019	2016	2017	2018	2019
Nouvelle ligne à 735 kV du poste Chamouchouane à Montréal					
Investissements actualisés 2009	621,355				
Neuf plates-formes de compensation série					
Investissements actualisés 2009	507,014				
Pertes		37 535	30 193	34 900	33 457
	507,014	544,549	580,743	615,642	649,795

En moins de 4 ans, les pertes évitées combient l'écart d'investissement

■ Analyse 2014

TOTAL jusqu'en	2015	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nouvelle ligne à 735 kV du poste Chamouchouane à Montréal								
Investissements actualisés 2014	728,183							
Neuf plates-formes de compensation série								
Investissements actualisés 2014	597,595							
Pertes		18 372	15 804	15 290	14 720	14 215	30 611	30 646
	597,595	613,957	629,761	645,051	659,742	673,958	704,569	734,117

En moins de 7 ans, les pertes évitées combient l'écart d'investissement

SYNTHÈSE DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS

■ Conséquences de reporter la ligne

- Cumul de pertes de façon récurrente année après année
- Pénalisant économiquement avec l'évolution du réseau
- Le projet de ligne qu'il faudra mettre en place par la suite sera plus onéreux
 - Construction plus tardive
 - Contenu factuel d'investissement nécessité de la compenser série
- Le report de la ligne dans le temps n'est pas économique

LIMITATIONS DE LA SOLUTION COMPENSATION SÉRIE AU SUD

■ Techniquement :

- Diminution de l'effet entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane sans toutefois le traiter de manière structurelle
- Grandement influencées par l'offre / demande
- Enjeux importants de mise en œuvre

■ Aucun des avantages collatéraux de la ligne :

- Ne sécurise pas l'alimentation de la charge dans la région de Montréal.
- Aucun lien renforcé pour les conditions climatiques sévères.
- Augmente les contraintes d'exploitation et d'entretien.
- Aucune augmentation de la limite sud thermique en été

AVANTAGES DE LA NOUVELLE LIGNE DE TRANSPORT À 735 KV

■ Une solution optimale et structurante qui permet :

- d'assurer le maintien de la fiabilité du réseau à la suite d'événements notamment dans le sud du réseau.
- de redistribuer l'écoulement de puissance à travers les différents axes.
- de mieux utiliser le réseau
- de diminuer les pertes pour l'ensemble des clients

■ Une architecture de réseau qui apporte en plus de nombreux avantages :

- sécurise l'alimentation des grands centres de consommation
- poursuit la sécurisation post verglas face aux événements climatiques sévères
- augmente la flexibilité d'exploitation et d'entretien du réseau principal à 735 KV
- augmente les limites thermiques en été

6 - Conclusion



CONCLUSION

- L'enjeu de fiabilité repose sur un biais structurel qu'il convient de résoudre de manière durable.
- La ligne constitue un projet optimal, stratégique et structurant
- Les analyses techniques et économiques menées sont robustes et démontrent la supériorité de la solution ligne.
- Le contexte actuel révèle qu'il faut agir maintenant au bénéfice de tous les clients du Transporteur.