

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

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



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



CENTRALES DE PRODUCTION

LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE



POSTES
DE DÉPART

LIGNES

POSTES
STRATÉGIQUES
(735 ET 315 kV)

LIGNES

POSTES
SOURCES
(315 À 69 kV)

LIGNES

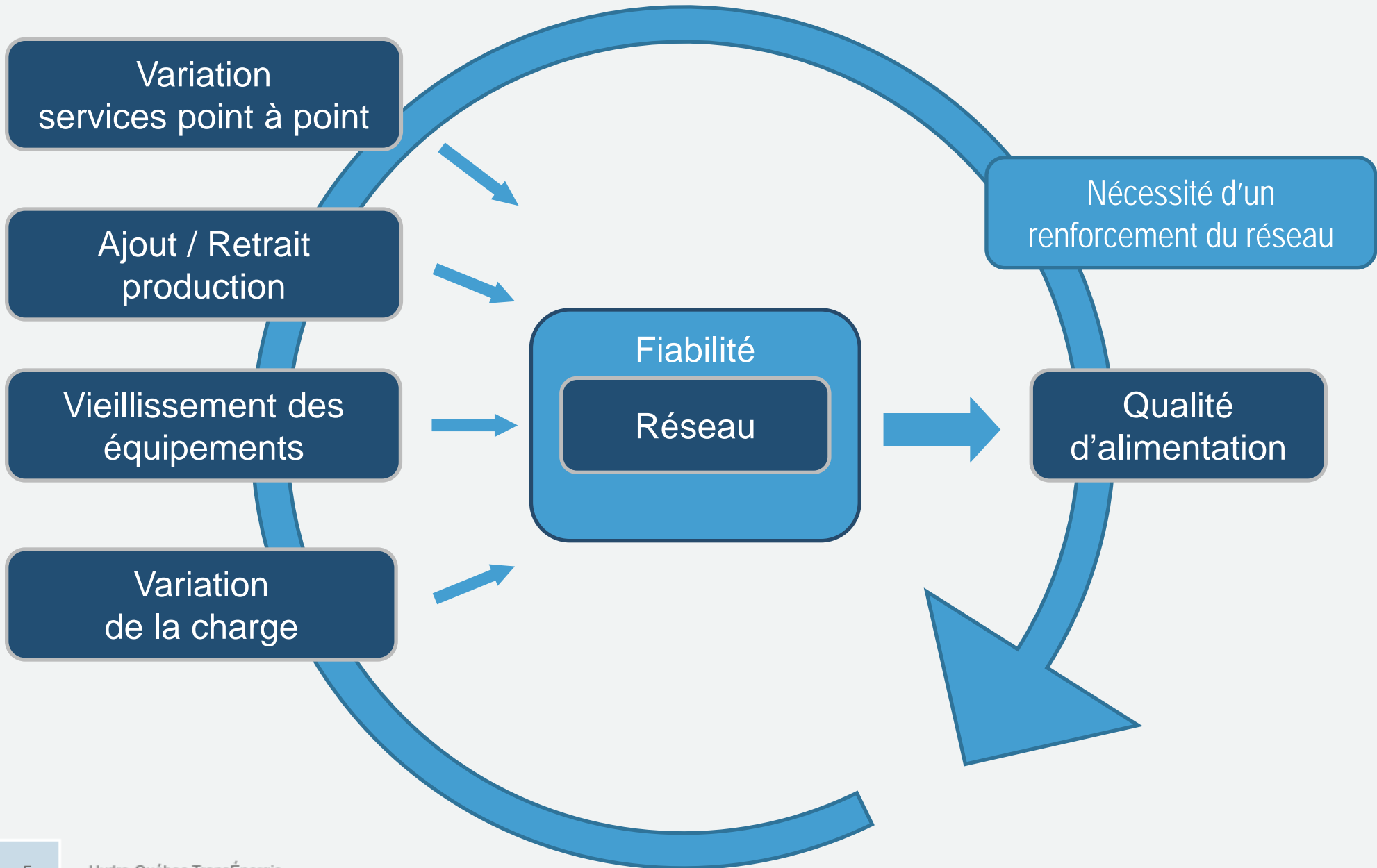
POSTES
SATELLITES
(315 À 44 kV)

RÉSEAUX VOISINS



RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

NÉCESSITÉ D'UN RENFORCEMENT



2 - Évolution du réseau de transport

DES ANNÉES 50 À 1994 : EXPANSION ET FIABILITÉ

■ ANNÉES 50 : CENTRALES BERSIMIS

- Liens à 315 kV vers Montréal et Québec

■ ANNÉES 60 ET 70 : COMPLEXES MANICOUAGAN-OUTARDES ET CHURCHILL FALLS

- Premier axe de transport à 735 kV

■ ANNÉES 80 : COMPLEXE LA GRANDE (PHASE I)

- Nouveaux corridors de lignes à 735 kV vers Montréal et Québec (5 lignes)
- Construction de la boucle métropolitaine

■ ANNÉES 90 : CROISSANCE DES COMPLEXES LA GRANDE (PHASE II) ET MANICOUAGAN

- Ligne à courant continu Radisson–Nicolet–Sandy Pond
- Nouvelle ligne à 735 kV sur l'axe Baie-James
- Amélioration de la Fiabilité du Réseau de Transport (AFRT)



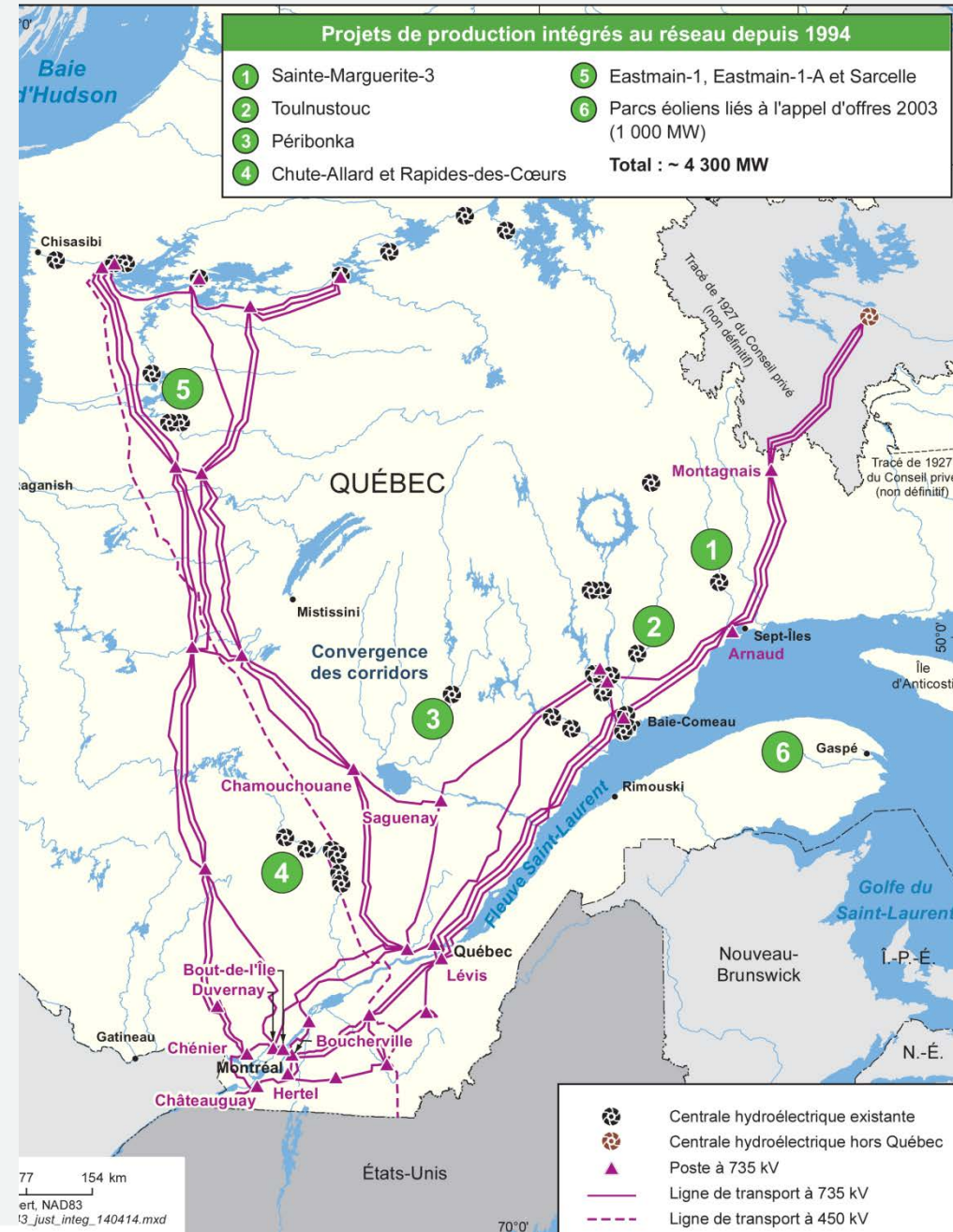
DE 1994 À 2009 : COMPENSATION SÉRIE ET SÉCURISATION

■ RACCORDEMENTS

- Plus de 3 300 MW d'Hydro-Québec Production
- 1 000 MW de parcs éoliens localisés en Gaspésie
- Poursuite de l'usage de la compensation série
- Aucune ligne à 735 kV dans les axes de transport

■ SÉCURISATION POST-VERGLAS BOUCLE MONTÉRÉGIENNE

- Ajout de la ligne à 735 kV entre les postes Hertel et Des Cantons



3 - Contexte de l'étude

MISE À NIVEAU DU RÉSEAU DE TRANSPORT REQUISE EN 2012

■ UN PROBLÈME LATENT

- Variation de la prévision de charge résidentielle et industrielle au nord
- Nécessité de mieux réguler la tension

■ ÉVÉNEMENTS

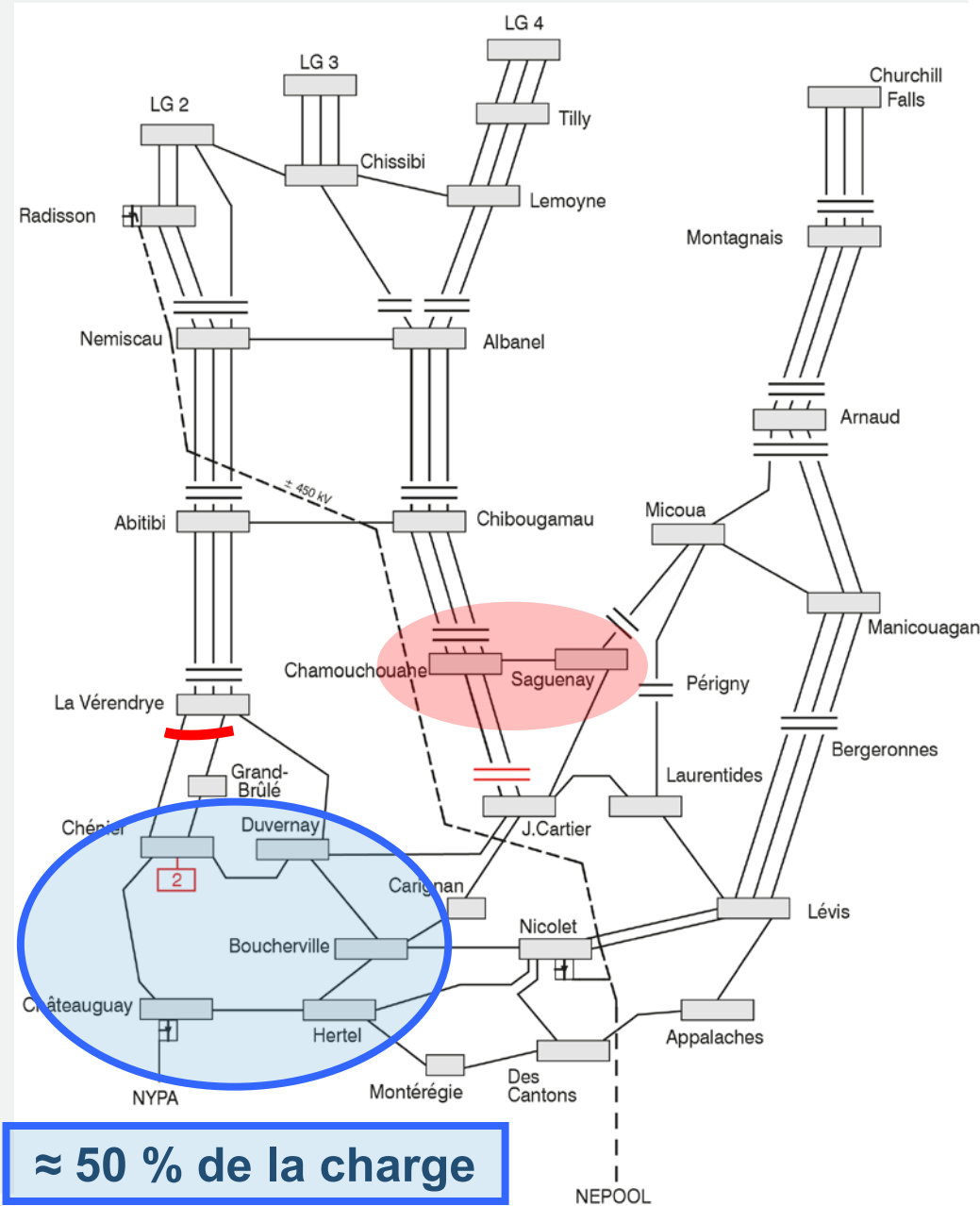
- Perte de deux lignes ou perte de ligne simple en réseau dégradé au sud La Vérendrye

■ CONSTATS SANS RENFORCEMENT

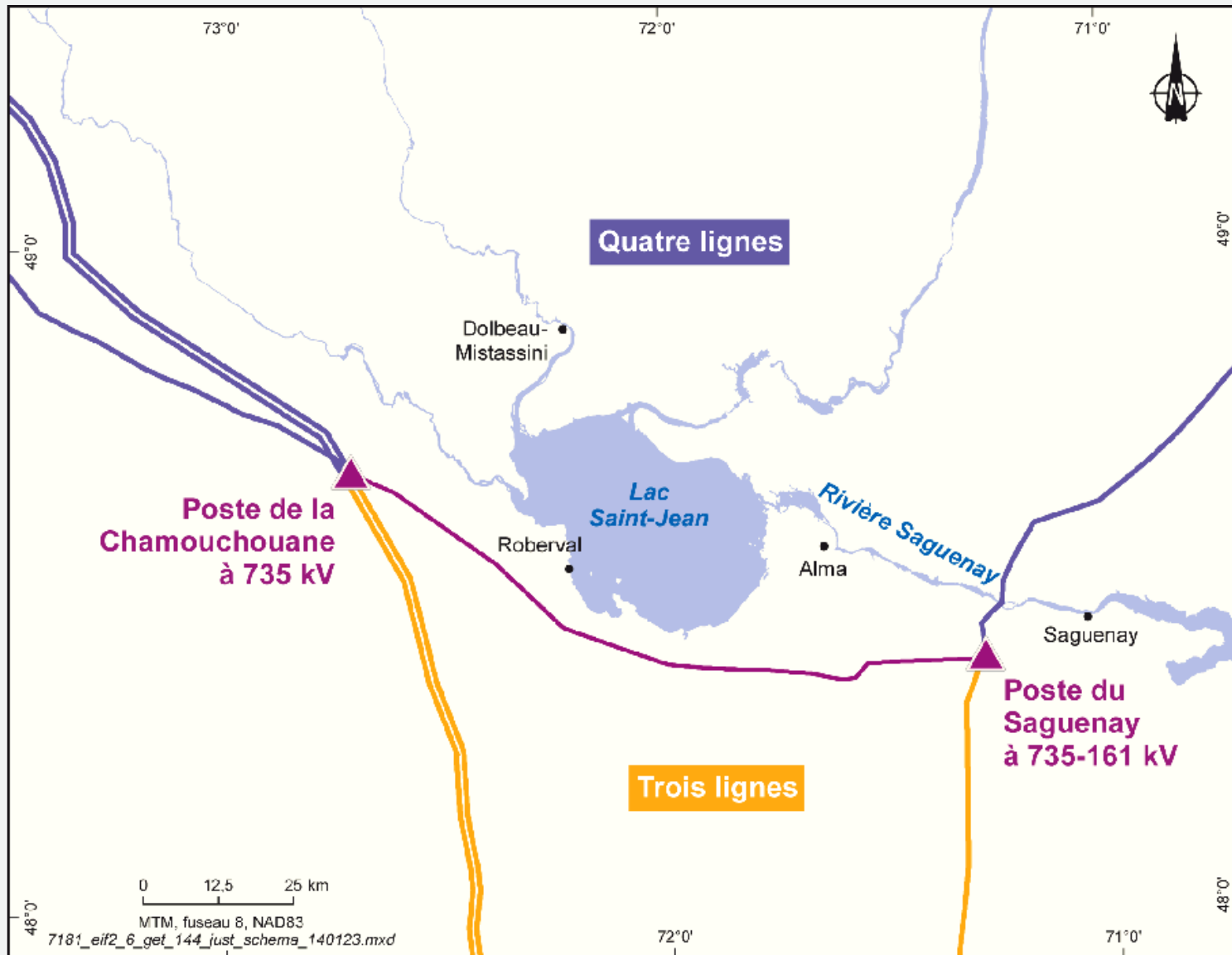
- Variation de tension et fréquence trop importantes
- Effondrement de tension au sud du réseau
- Phénomène d'« entonnoir »

■ CONSÉQUENCE

- Nécessité d'un renforcement pour assurer la fiabilité du système



UNE SITUATION ISSUE DE L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU



■ 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.

■ Objectifs

- Élaborer 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 autorisés.

UNE OPPORTUNITÉ À SAISIR

■ PROJETS AUTORISÉS

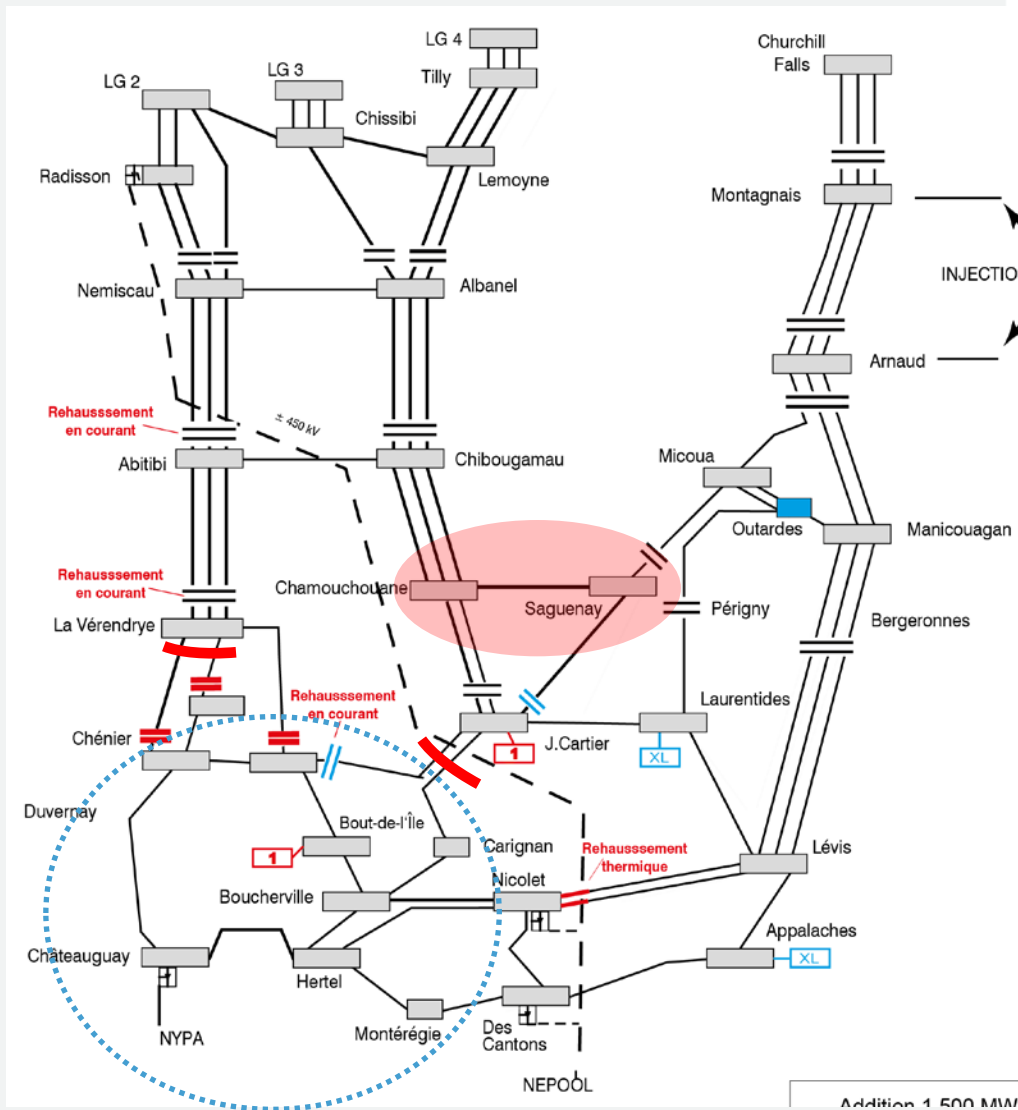
- Romaine : 1550 MW entre 2014 et 2020
- AO-2005-03 : 2000 MW entre 2013 et 2015

■ RENFORCEMENTS INDISPENSABLES

- Locaux pour le raccordement de la production
- Sur le corridor Manic-Québec
- Dans le sud du réseau pour des événements au sud

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

- Compensation série et shunt
- Solution optimale pour chaque raccordement
- Ne résout pas la problématique durablement
- Certains travaux pourront être substitués



■ 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

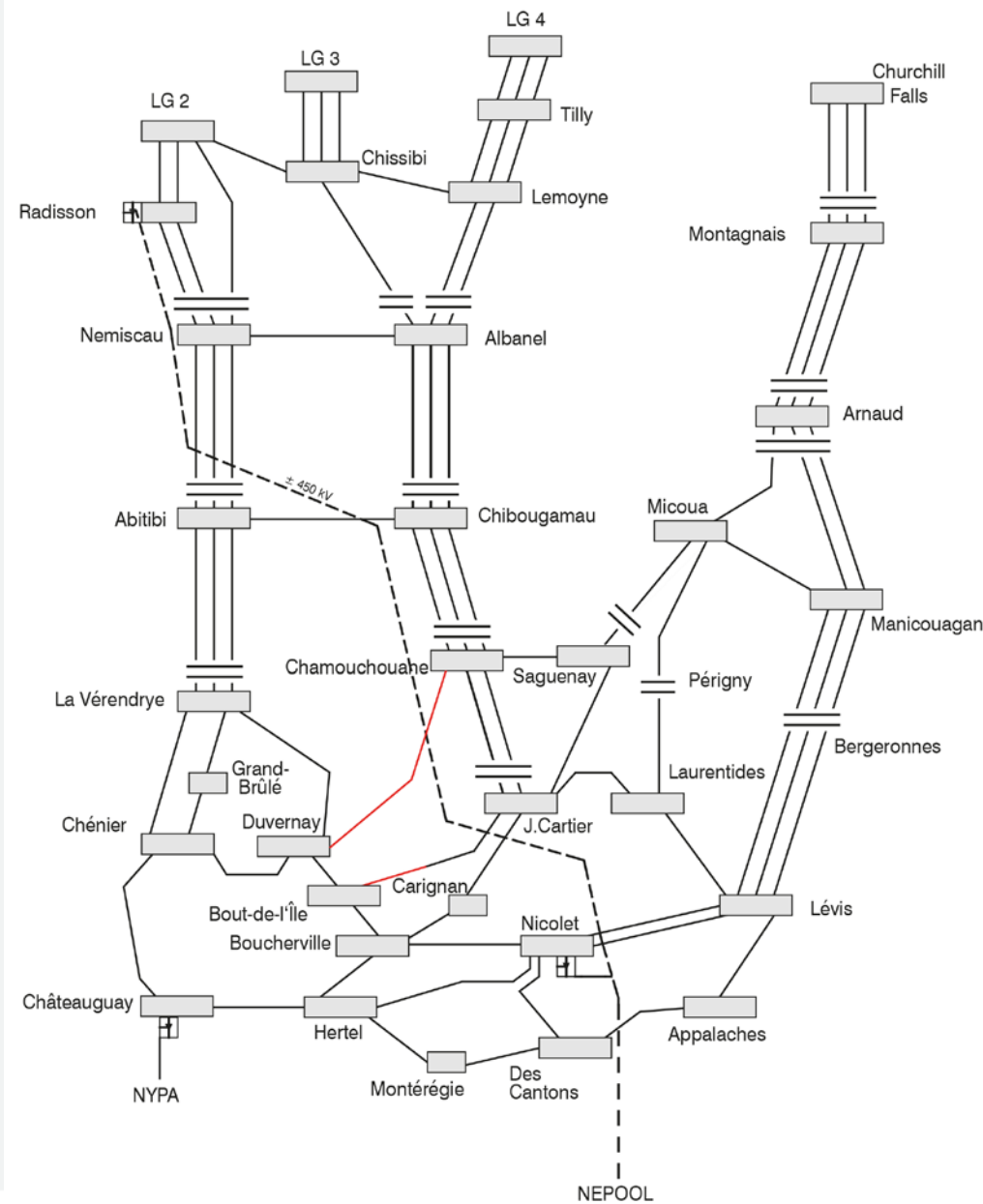
- Ajout d'un nouveau lien permettant de soulager le réseau existant.

■ DESCRIPTION

- Lien à 735 kV entre le poste Chamouchouane et la boucle de Montréal

■ LIGNE DÉJÀ À L'ÉTUDE :

- Au Plan Stratégique 2009-2013
- Au dossier soumis à la Régie dans le cadre de l'intégration de la production du complexe de la Romaine
- Au dossier soumis à la Régie dans le cadre de l'intégration de production de l'appel d'offres 2005-03



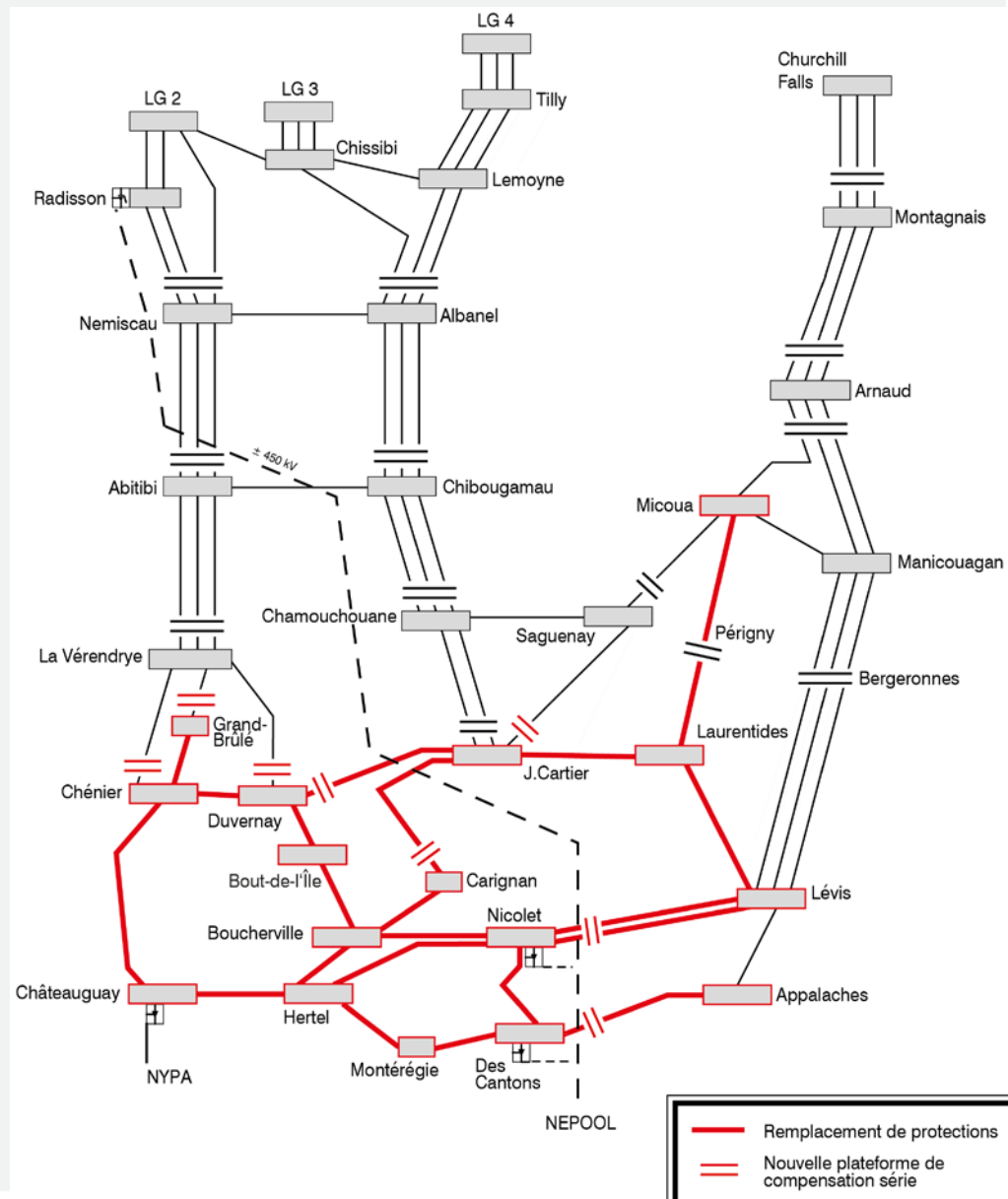
SOLUTION 2 : AJOUT MASSIF DE COMPENSATION SÉRIE

■ OBJECTIF

- Ajout d'équipements de compensation série qui sollicitent encore davantage les lignes existantes

■ DESCRIPTION

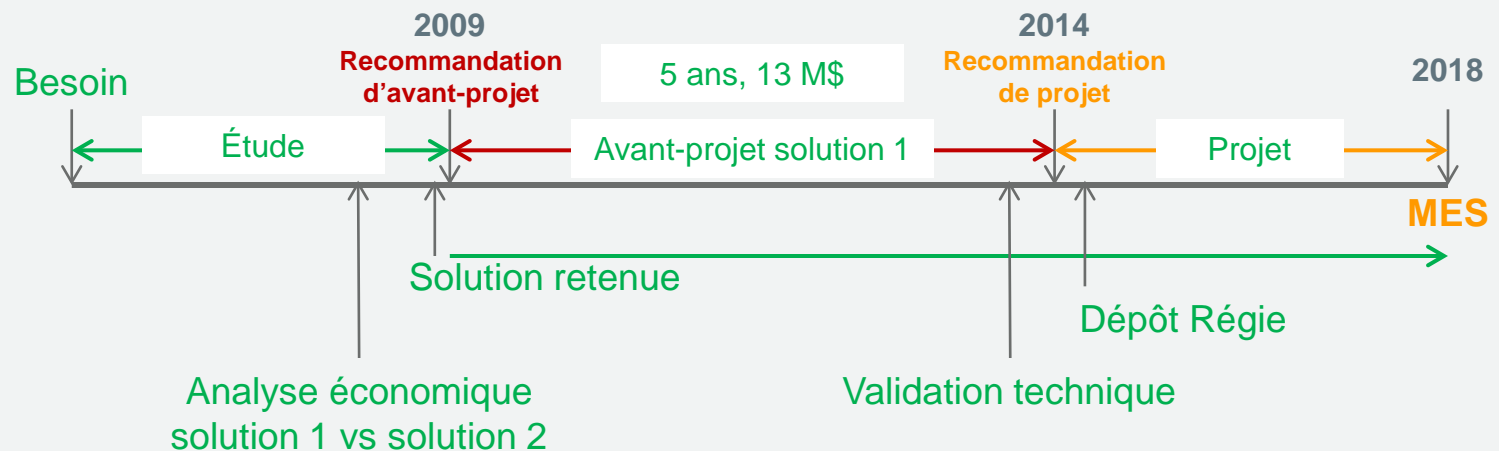
- 9 plateformes de compensation série
- Protections à modifier
 - 17 lignes à 735 kV dans 15 postes
 - 9 lignes à 315 kV



5 - Analyse des solutions

■ EXISTENCE TEMPORELLE

- Réalisée à l'étape de l'étude des solutions envisagées pour répondre à un nouveau besoin sur le réseau
- Sert à comparer les différentes solutions entre elles afin de recommander en avant-projet et ultimement en projet la solution optimale



■ PÉRIODE D'ANALYSE:

- fonction de la durée de vie utile des principales composantes (ligne = 50 ans)
- le calcul de la durée de vie utile débute à la mise en service du Projet
- l'analyse débute à la 1^{ère} année des dépenses encourues pour la réalisation du projet (7 ans prévues)
- Total de 57 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

Années	2010	2011	2012	2013	2014	Total
\$ constants 2009	100	100	100	100	100	500
\$ courants (inflation)	102	104	106	108	110	530

Total en \$ courants

\$ actualisés 2009



97
93
90
87
84

450

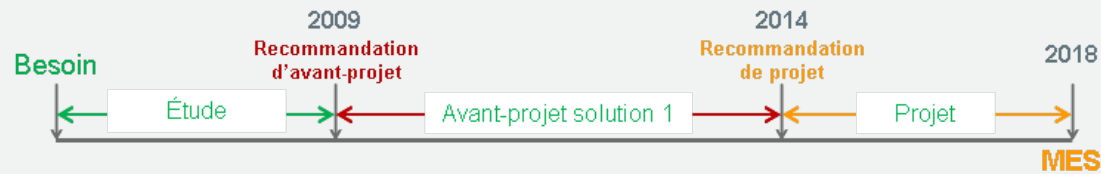
L'analyse économique compare des CGA uniquement, pas des dollars de réalisation

Frais d'emprunt



Total en \$ réalisation

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 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

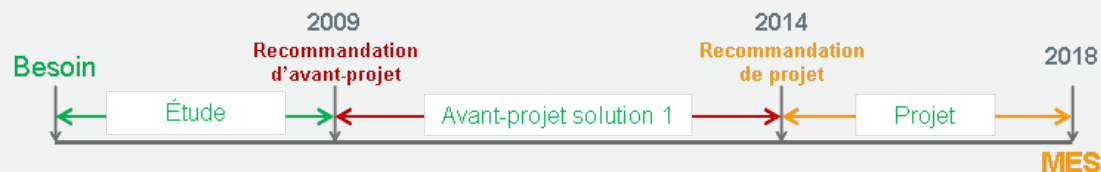
■ Sensibilité de l'analyse économique de 2009 à différents paramètres

CGA 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

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 duré 5 ans et a coûté 13 M\$
 - A permis de préciser le contenu technique final, les coûts et l'échéancier associés à la réalisation du projet et d'établir un tracé optimisé 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 intégré (PMVI) de l'entreprise
- L'estimation paramétrique de la solution 2, n'intègre pas les raffinements associées à l'implantation d'une telle solution notamment:
 - L'agrandissement de postes à 735 kV sur des terres publiques ou privées
 - La nature du terrain
 - La présence ou non de milieux humides
 - La mise en œuvre des travaux
 - Le PMVI si applicable
 - Autres impondérables



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	764,7	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	160 %

ANALYSE ÉCONOMIQUE : POINT DE RENTABILITÉ

■ Analyse 2009

	TOTAL jusqu'en	2015	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	36,193	34,900	33,652
		507,014	544,549	580,743	615,642	649,295

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

■ Analyse 2014

	TOTAL jusqu'en	2018	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		597,585							
	Pertes		16,372	15,804	15,256	14,726	14,215	30,611	20,549
		597,585	613,957	629,761	645,016	659,742	673,958	704,569	734,117

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

■ 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 fonctionnel différent : nécessité de la compenser série
- Le report de la ligne dans le temps n'est pas économique

■ Techniquement :

- Diminution de l'effet entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane sans toutefois le traiter de manière structurelle
- Grandement influencée 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.

- **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

- 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.