

Le réseau de transport d'Hydro-Québec : Genèse et enjeux actuels

Rencontre d'information et d'échanges

31 mars 2017

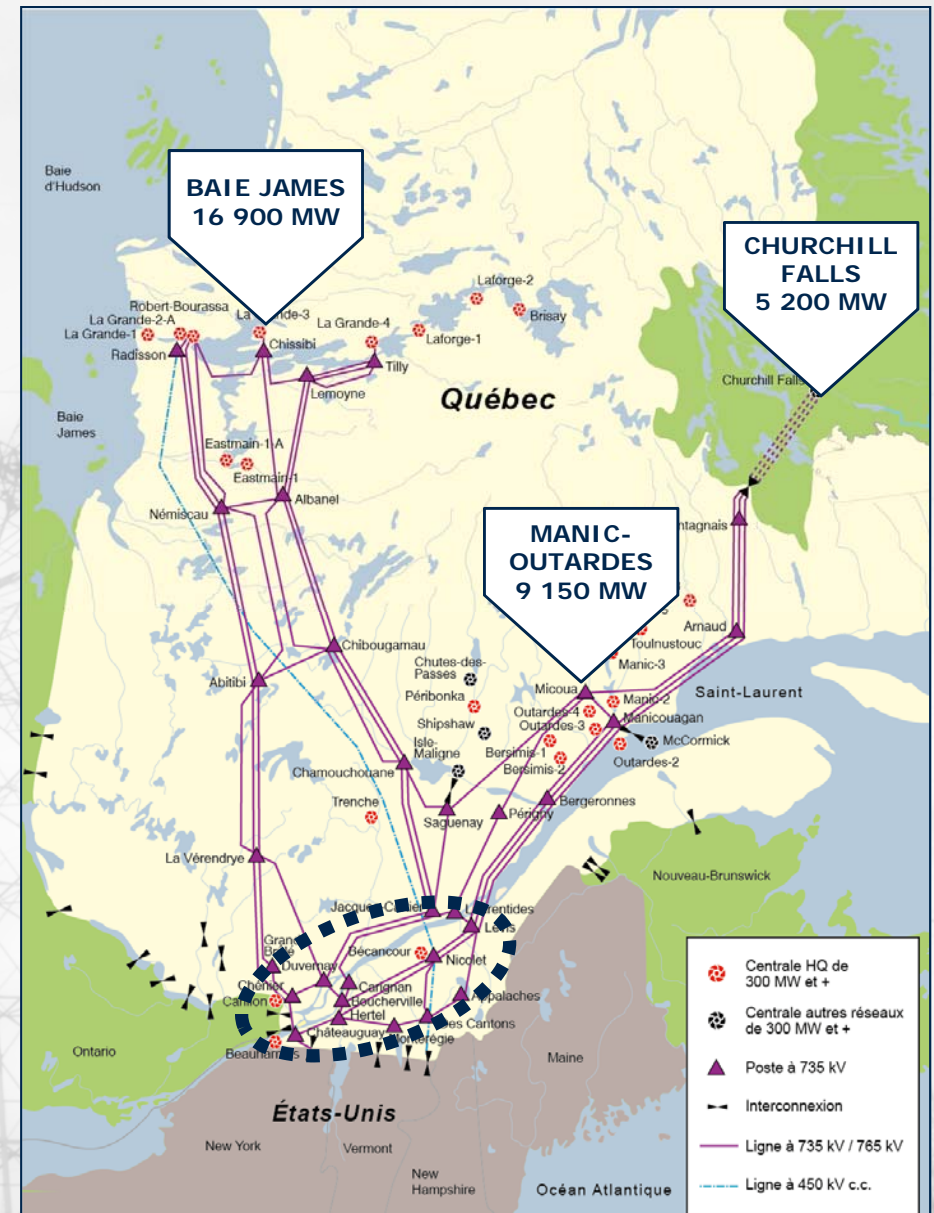
Plan de la présentation

1. Aujourd'hui
2. Évolution
3. Enjeux actuels



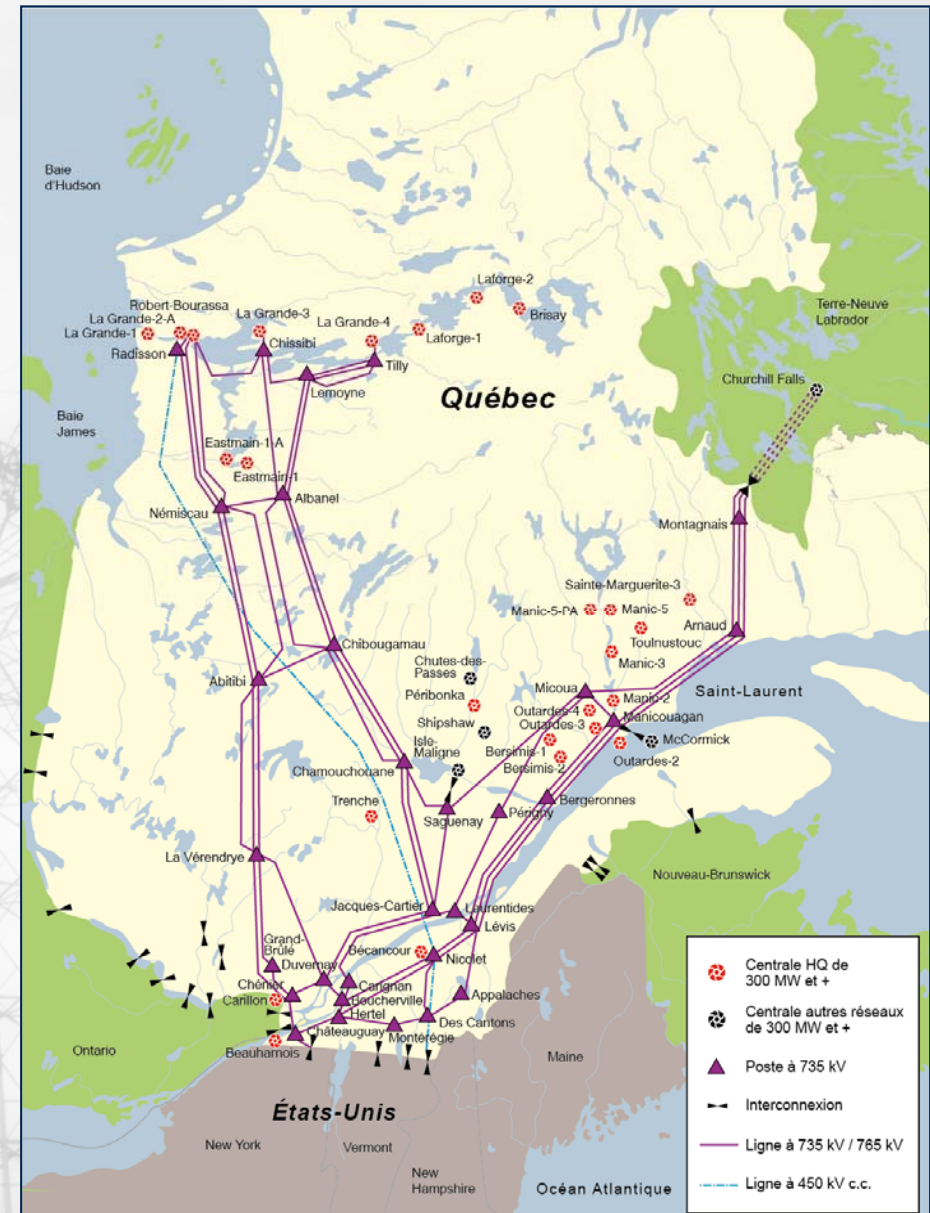
Aujourd'hui : quelques chiffres

- **Une étendue et une complexité exceptionnelle**
 - 11 691 km de lignes à 735 kV et 765 kV
 - Ligne de 60 Hz non synchronisée avec l'interconnexion de l'Est
- **La demande**
 - 39 240 MW de pointe historique (22 janvier 2014 à 7 h 26)
 - 85% des charges concentrées au sud
- **La puissance à transporter**
 - Environ 47 GW
 - 85 % de la production située au nord
- **Le parc d'actifs: 19,2 G\$**
 - 18,1 G\$ de lignes et postes
 - 34 020 km de lignes
 - 525 postes dont 40 postes à 735 kV et 765 kV
 - 1,1 G\$ autres



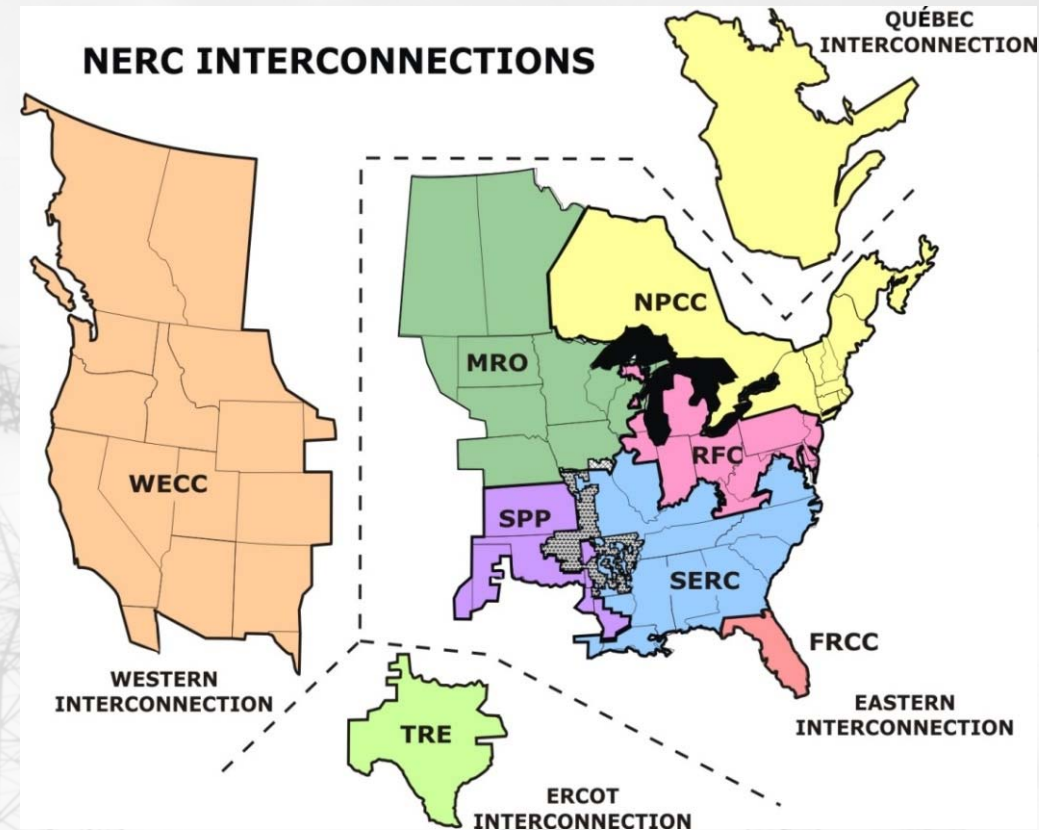
Aujourd'hui : un réseau complexe

- **Centrales éloignées (1 000 km)**
 - Conception d'un réseau fiable au meilleur coût
 - Contrainte principale : stabilité (transitoire et tension)
- **Développement d'un réseau à 735 kV-CA**
 - 2 grands axes
 - Protection très rapide
 - Excitations statiques
 - Stabilisateurs de puissance
 - Compensation shunt dynamique (9 +14)
 - Compensation en série (44)
 - Automatismes (Special Protection Systems)
- **Interconnexions:**
 - Synchrones : machines ou charges îlotées, Transformateur à Fréquence Variable
 - Asynchrones : CCHT, lignes cc.



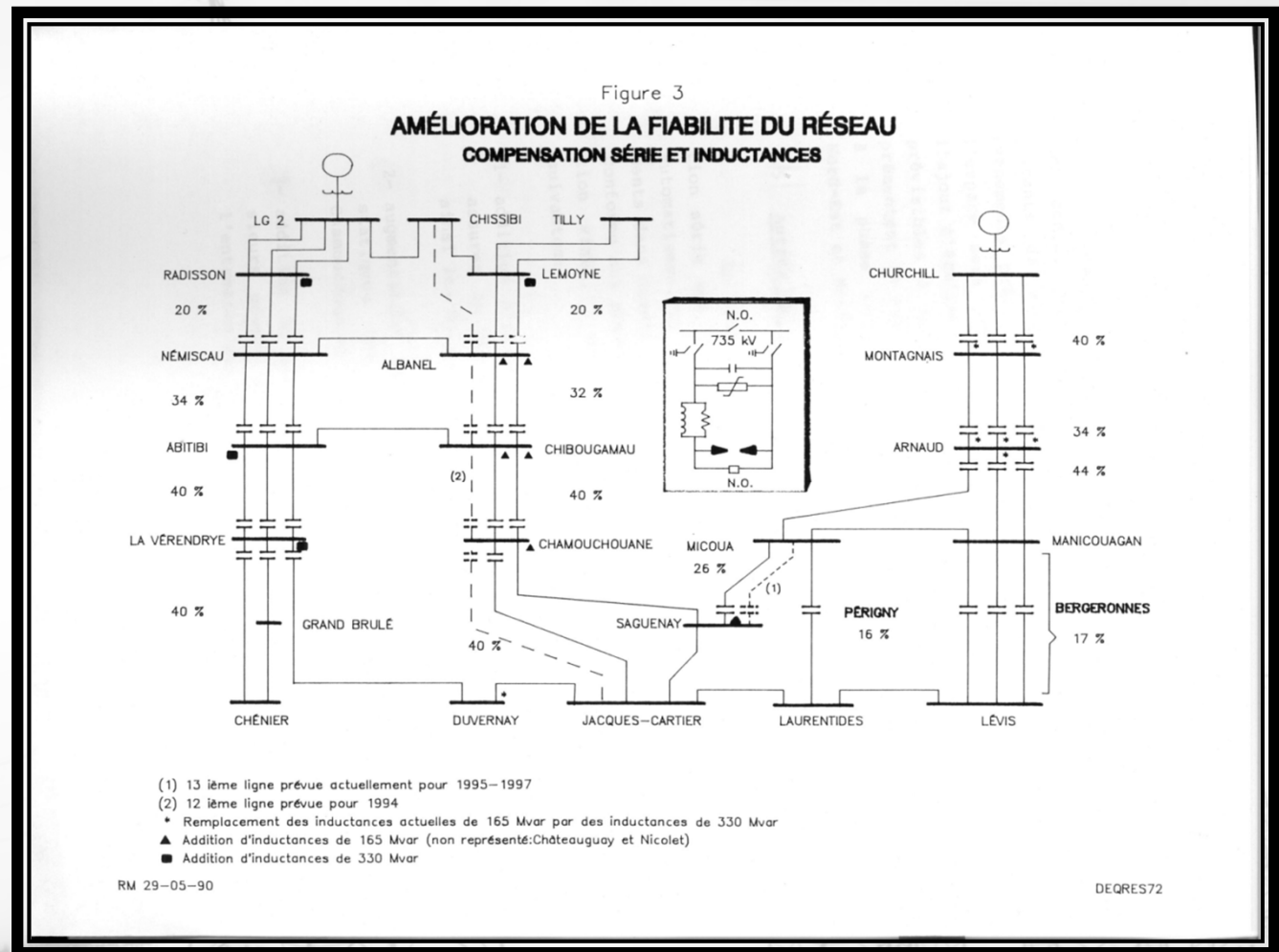
Aujourd'hui : contexte réglementaire

- **Régie de l'énergie (1996)**
 - Fixer ou modifier les T&C
 - Autoriser l'acquisition, la construction ou la disposition des actifs destinés au transport d'électricité
 - Approuver les exigences techniques et adopter les normes de fiabilité
- **North American Electric Reliability Corporation (NERC)**
 - Établir les critères d'exploitation et de planification pour un fonctionnement fiable des réseaux électriques
 - Élaborer et appliquer les normes de fiabilité
- **Northeast Power Coordination Council (NPCC) (1998)**
 - Établir les critères de fiabilité pour le Nord-Est

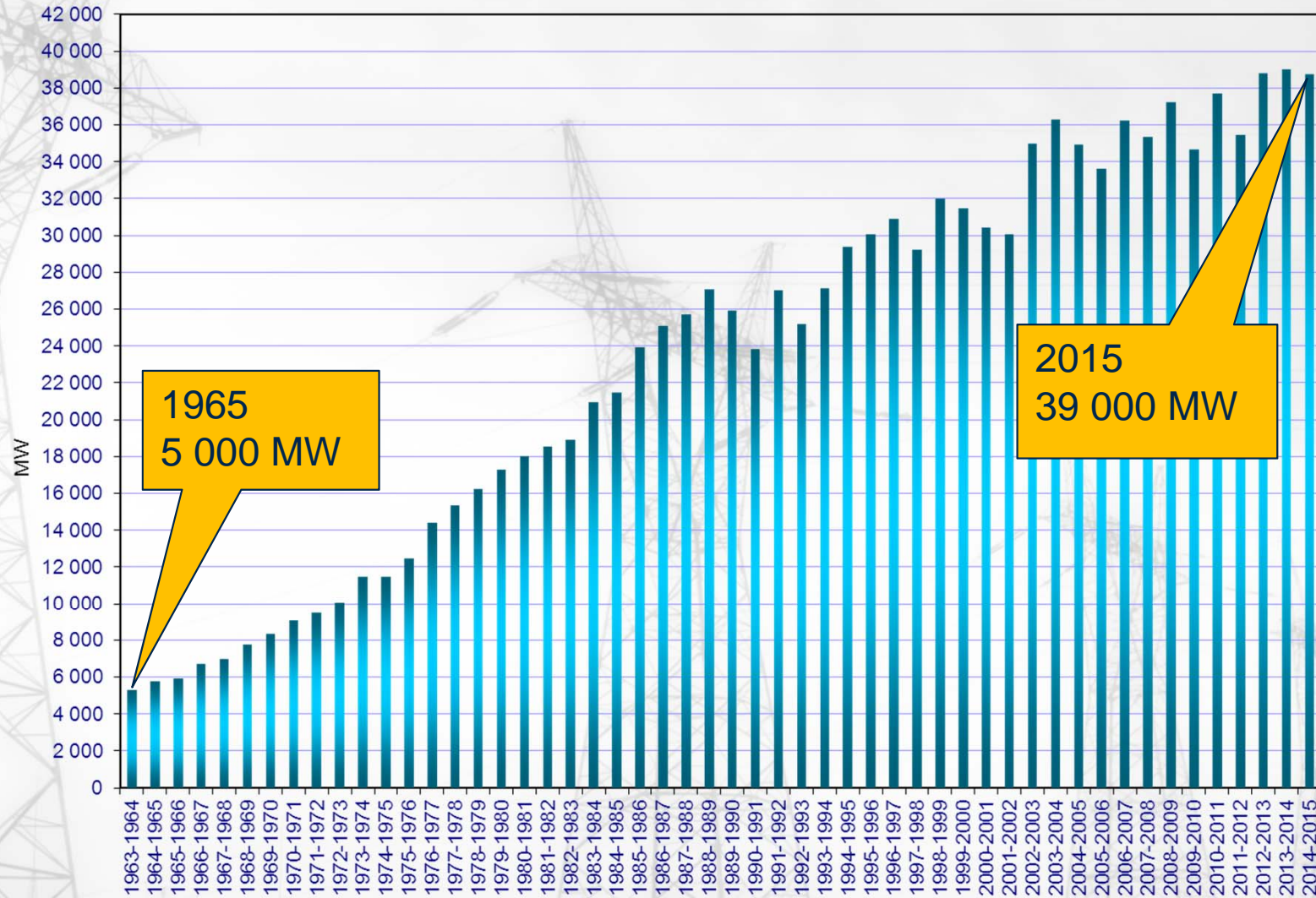


Plan de la présentation

1. Aujourd'hui
2. Évolution
3. Enjeux actuels



Croissance de la demande à la pointe



Les années 50 : précurseur dans le transport

- Construction des centrales Bersimis-1 et Bersimis-2 (1 970 MW)
- Trois lignes biternes à 315 kV de Bersimis à Québec et Montréal (~500 km)



Centrale Bersimis 2



Les années 60 et 70 : ajout de production

- **Développement du complexe Manicouagan, Outardes et Churchill Falls (11 222 MW) (1965 - 1978)**
 - Manic-2 (1024 MW) en 1965
 - Manic-1 (184 MW) en 1966
 - Outardes-3 (756 MW) en 1969
 - Outardes-4 (630 MW) en 1969
 - Manic-5 (1528 MW) en 1970
 - Churchill (5429 MW) en 1971
 - Manic-3 (1244 MW) en 1975
 - Outardes-2 (427 MW) en 1978



Les années 60 : choix du 735 kV

- **Choix de la technologie à 735 kV pour le déploiement du réseau de transport**
 - Optimum technique (nombre de lignes, distance, faisabilité)
 - Défis
 - Aucun appareillage, prototype à l'étude
 - Dimension des pylônes et appareils
 - Phénomènes électriques (surtensions de manœuvres, effet couronne)
 - Contrôle de la tension
 - Mise en service de la 1^{ère} ligne à 735 kV en 1965 (Manic - Lévis)
- **Inductances fixes (associées aux lignes)**
- **Compensateurs synchrones pour le contrôle dynamique de la tension**



Les années 70 : apprentissage du 735 kV

- **Poursuite de l'utilisation du 735 kV avec compensation shunt**
- **Utilisation d'excitation statique et circuit stabilisateur de puissance (PSS)**
- **Ajout de disjoncteurs sur les inductances**
 - Indépendance des lignes
 - Augmentation de la puissance transitée
 - Meilleur contrôle de la tension



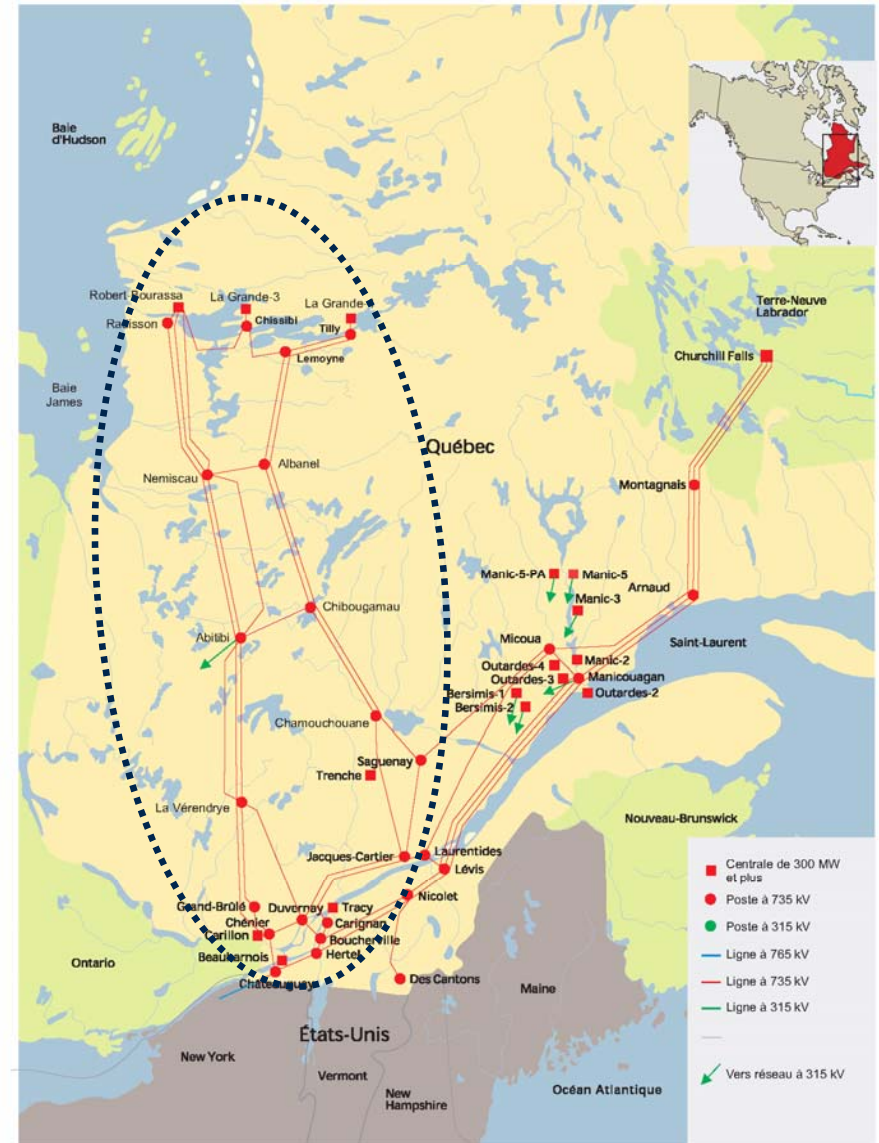
Les années 80 : encore plus de production

- Développement de la phase 1 de La Grande (10 813 MW) (1979 – 1986)
- Développement de la phase 2 de La Grande (5 200 MW) (1987-1996)



Les années 80 : capitalisation sur le 735 kV

- Construction des corridors à 735 kV vers le complexe La Grande
- Installation des compensateurs statiques (CLC) (11)
- Complétion de la Boucle de Montréal



Les années 80 : croissance des interconnexions

- 1984 : Châteauguay dos à dos de 1 000 MW avec New-York
- 1985 : Madawaska dos à dos de 350 MW avec le Nouveau-Brunswick
- 1985 : Highgate dos à dos de 225 MW avec le Vermont
- 1986 : Des Cantons et Comerford ligne cc de 690 MW avec la Nouvelle-Angleterre
- 1990 : Radisson-Sandy Pond ligne cc de 2 000 MW avec Nouvelle-Angleterre



Poste Nicolet

interconnexion

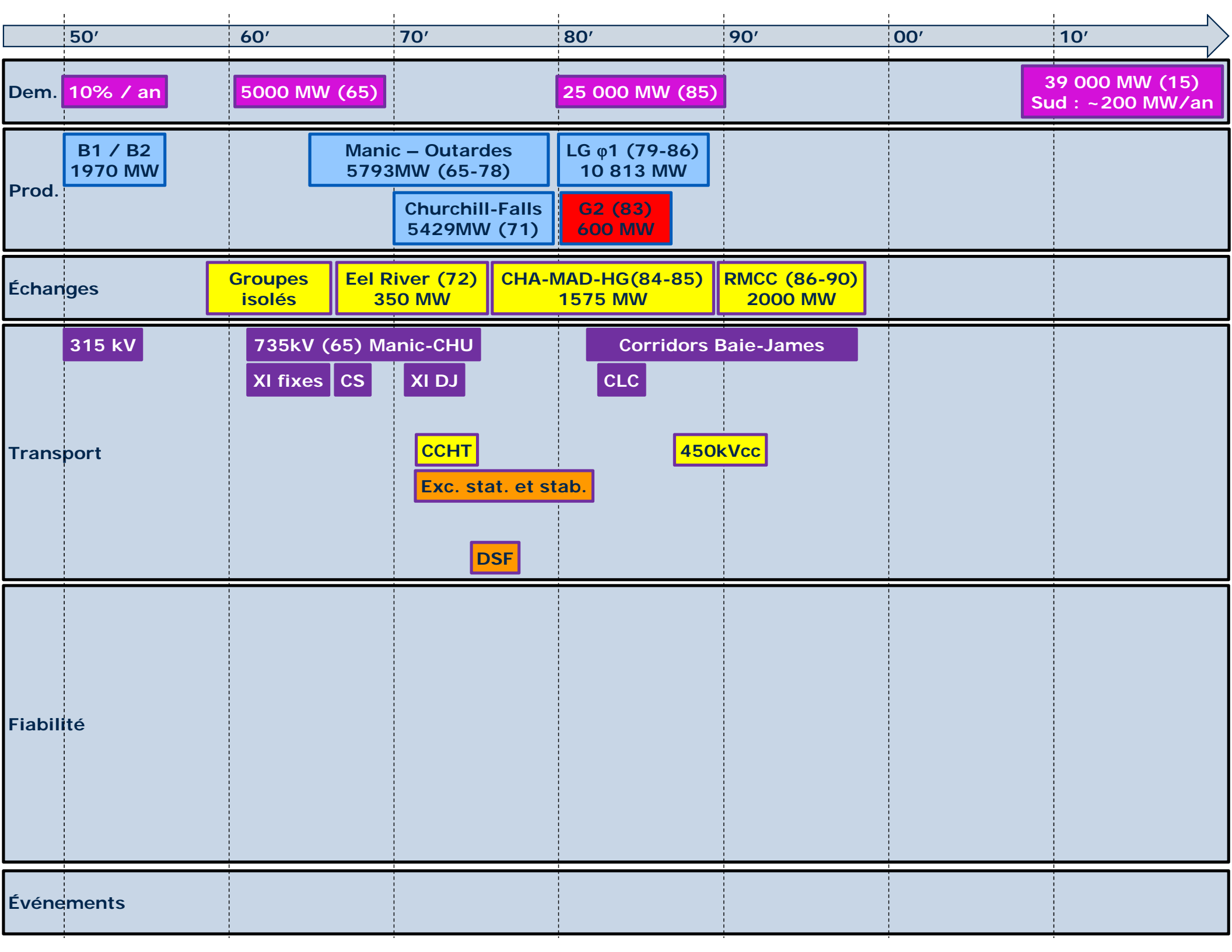
Les années 80 : croissance des interconnexions

- Réseau Multi-Terminal à CC
 - 450 kV cc
 - Des Cantons - Comerford
 - Radisson - Nicolet - Sandy-Pond
 - Capacité de 2 000 MW
 - Production îlotable (La Grande-2A)
 - Ligne de transport et interconnexion



Les années 80 : ce qui n'a pas été fait

- **Introduction de tension plus haute : 1 100 kV**
- **Construction d'un réseau en courant continu complet pour raccorder le complexe La Grande**
- **Installation de la compensation en série**



50' 60' 70' 80' 90' 00' 10'

Dem. 10% / an 5000 MW (65) 25 000 MW (85) 39 000 MW (15) Sud : ~200 MW/an

Prod. B1 / B2 1970 MW Manic – Outardes 5793MW (65-78) LG φ1 (79-86) 10 813 MW Churchill-Falls 5429MW (71) G2 (83) 600 MW

Échanges Groupes isolés Eel River (72) 350 MW CHA-MAD-HG(84-85) 1575 MW RMCC (86-90) 2000 MW

Transport 315 kV 735kV (65) Manic-CHU Corridors Baie-James XI fixes CS XI DJ CLC CCHT 450kVcc Exc. stat. et stab. DSF

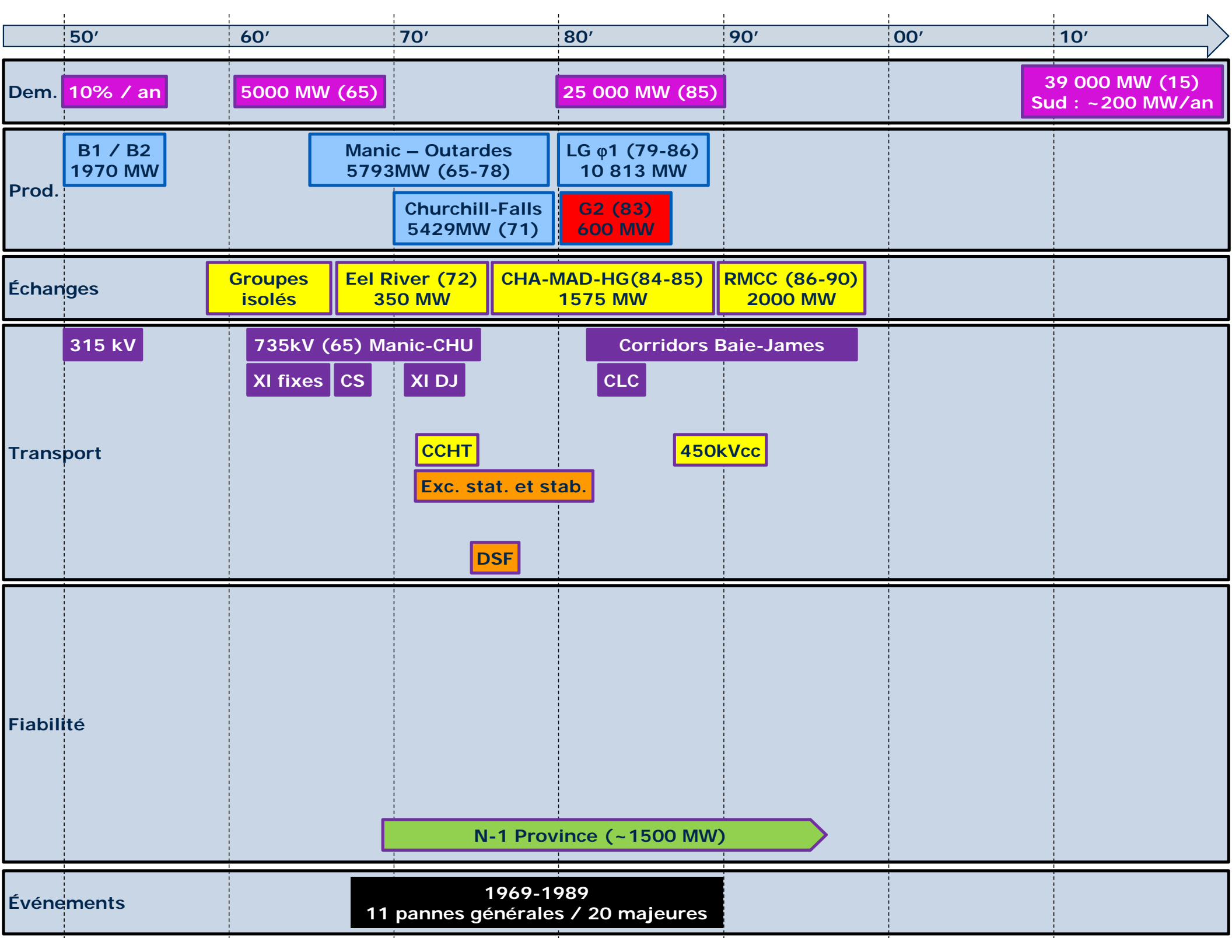
Fiabilité

Événements



Les années 80 : un virage majeur

- **14/12/1982**
 - Bris d'équipement au poste Lévis
- **18/04/1988**
 - Neige mouillée
- **13/03/1989**
 - Orage géomagnétique

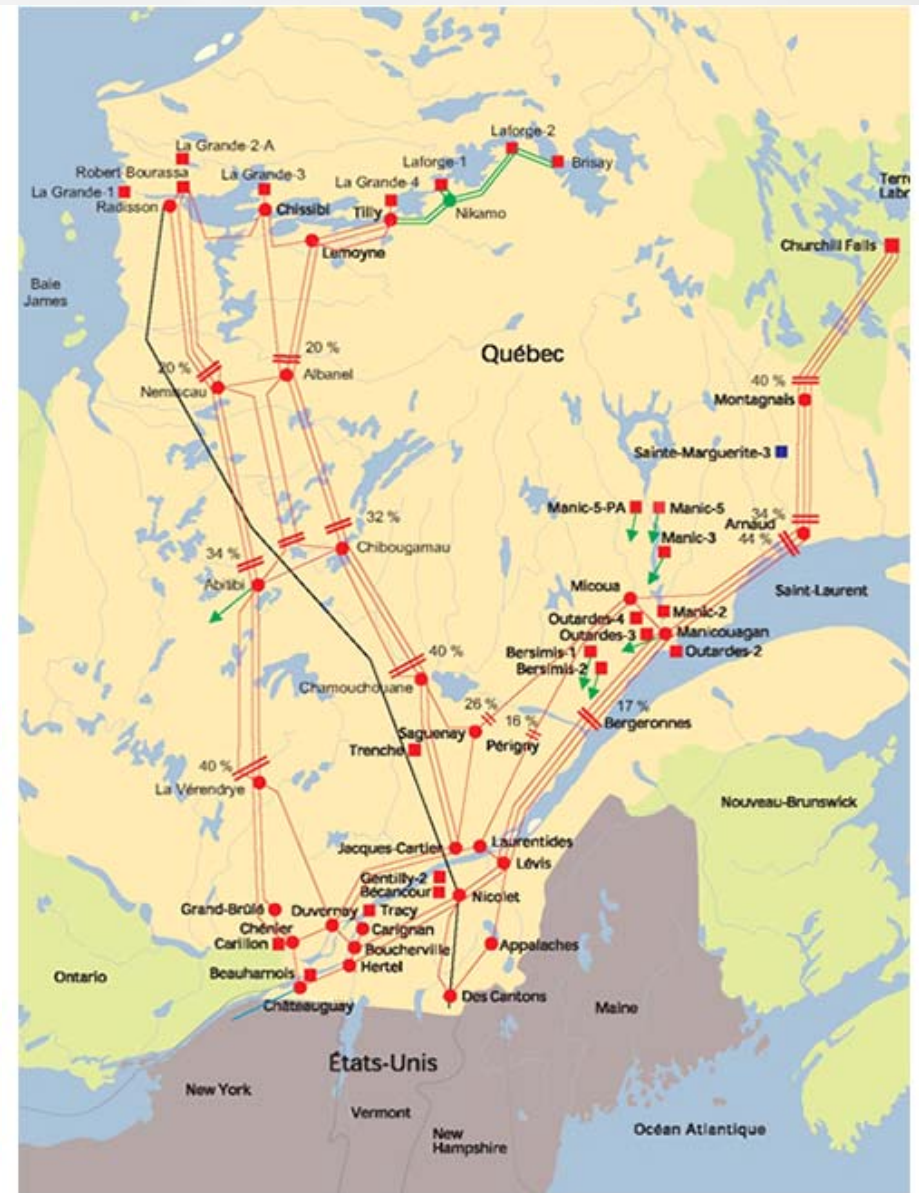


Les années 80 : revue de fiabilité

- **Conformité complète avec les normes NPCC**
- **Renforcer le système**
- **Améliorer le contrôle de la tension**
- **Revoir les principes de conception par rapport aux événements exceptionnels : plan de défense - automatismes**
- **Rendre le système plus résilient face aux orages géomagnétiques**
- **Permettre les développements futurs**

Les années 90 : améliorer la fiabilité

- **Raccordements**
 - La Grande Phase 2, Manic-5-PA
 - 6^{ème} ligne Baie James (1994)
- **Programme Amélioration de la Fiabilité du Réseau de Transport (AFRT)**
 - 1,3 G\$ (1989)
 - Ajout de compensation en série (1^{ère} en 1991)
 - Condensateur de blocage
 - 2 CLC (Chamouchouane)



Les années 90 : améliorer la fiabilité

ÉVÉNEMENTS DE PLUS EN PLUS SÉVÈRES

PREMIÈRE LIGNE
DE DÉFENSE

DEUXIÈME LIGNE
DE DÉFENSE

TROISIÈME LIGNE
DE DÉFENSE

INTÉGRITÉ ÉLECTRIQUE DU RÉSEAU

PRINCIPE 1

PRINCIPE 2

PRINCIPE 3

FRÉQUENCE DES
ÉVÉNEMENTS

FRÉQUENT

TRÈS RARE

EXCEPTIONNEL

OBJECTIFS

CONTINUITÉ
DE SERVICE

INTÉGRITÉ
DU RÉSEAU

SÉCURITÉ DES
ÉQUIPEMENTS

MOYENS
PERMIS

- Robustesse intrinsèque du réseau
- Grandes caractéristiques des équipements

- Automatismes de réseau
- Procédures spéciales d'exploitation

- Caractéristiques spéciales pour les équipements
- Automatismes
- Remise en charge
- Capacité de démarrage autonome
- Plan d'urgence interne

RÉSULTATS

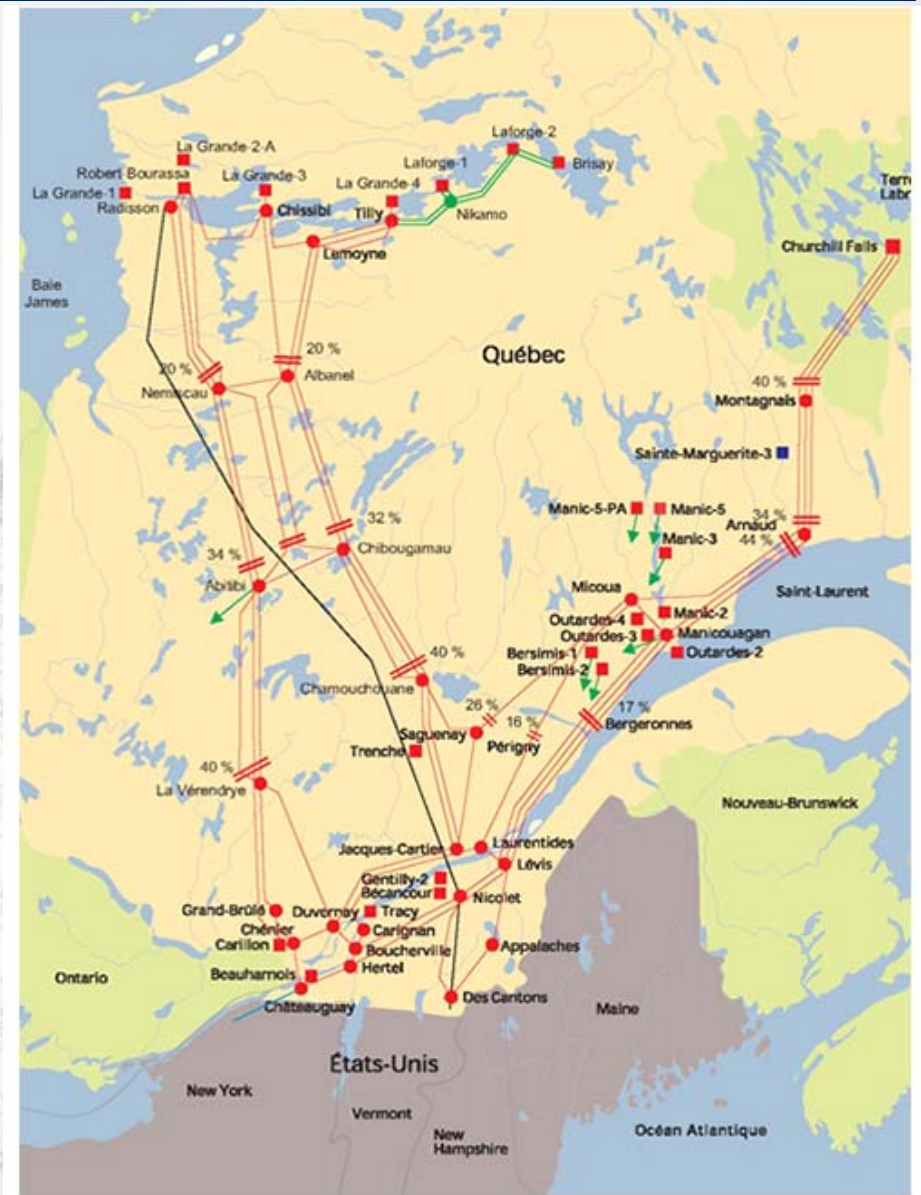
PAS DE PERTE
DE CHARGE

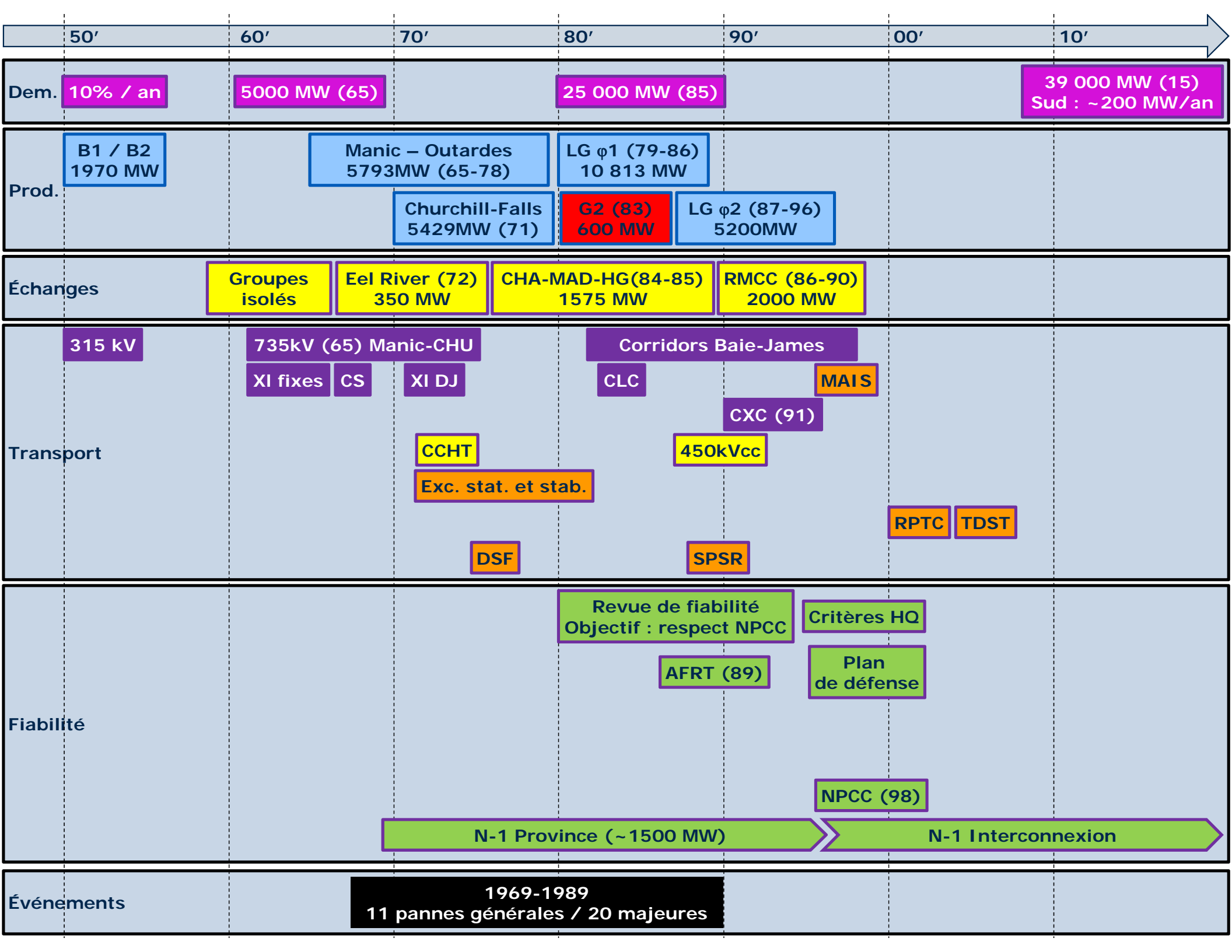
POSSIBILITÉ DE PANNE
PARTIELLE AVEC
RÉTABLISSEMENT
RAPIDE

RISQUE DE PANNE
GÉNÉRALE AVEC
RÉTABLISSEMENT
RAPIDE

Les années 90 : améliorer la fiabilité

- **Plan de défense - Automatismes**
 - Réseau sensible aux pertes multiples de lignes
 - Rejet de production et télédélestage de charge pour se protéger contre les événements extrêmes. Détection dans 15 des postes 735 kV (RPTC)
 - Délestage en sous-tension (TDST)
 - Déclenchement automatique des inductances 735 kV (MAIS)
 - Généralisation du délestage en sous-fréquence (DSF)







1998-2012 : CXC et sécurisation

- **Raccordements**

- Plus de 3 300 MW de HQP
- 1000 MW d'éolien en Gaspésie
- Poursuite de l'usage de la CXC
- TFV, Outaouais

- **Fiabilité**

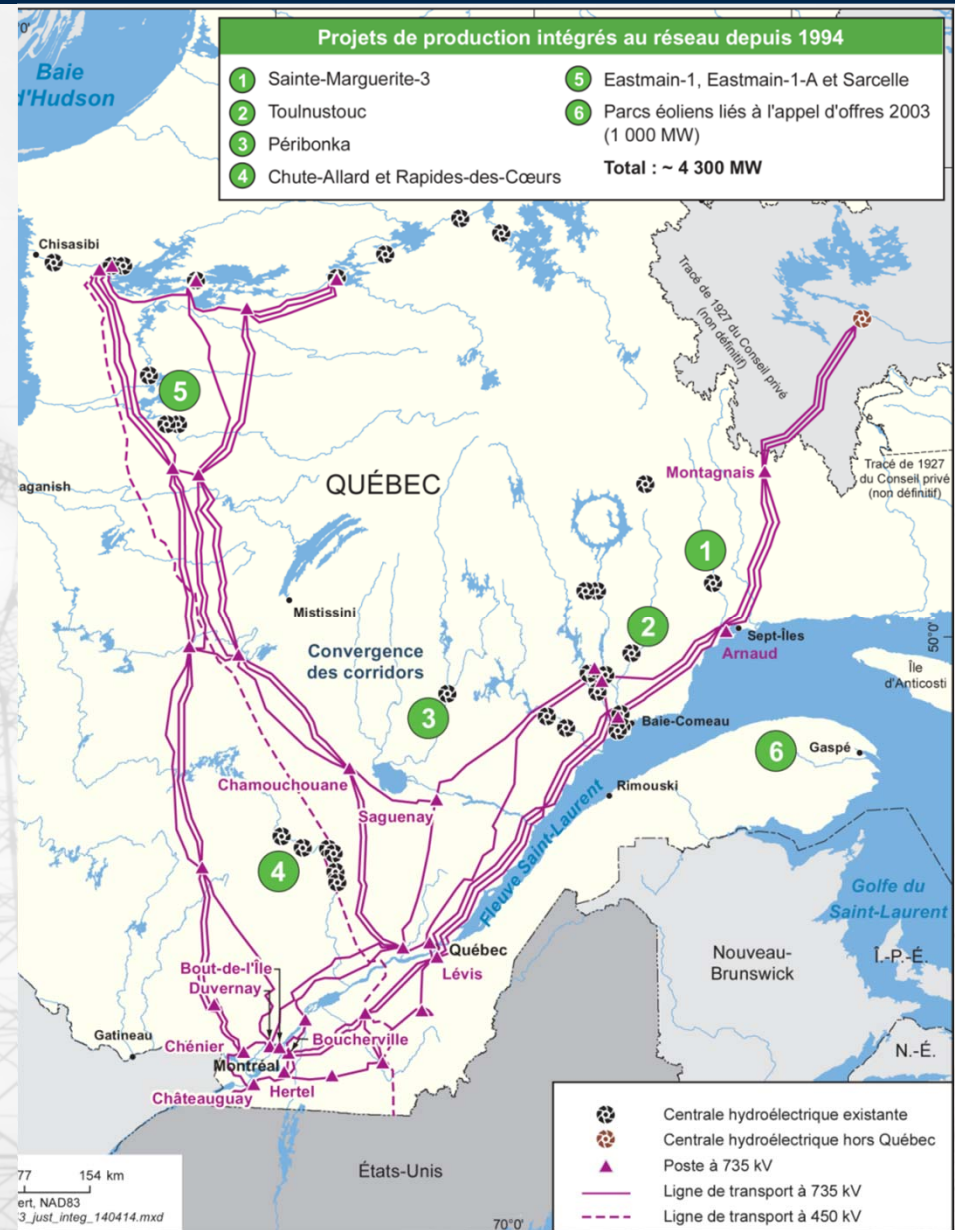
- Sécurisation post-verglas : déglaceur Lévis, CAN-MTGIE-HER
- Mise à niveau du réseau (2012) : déplacement de la charge et sensibilité de tension

- **Perennité**

- Réseau vieillissant : nouvelle dimension à capter progressivement

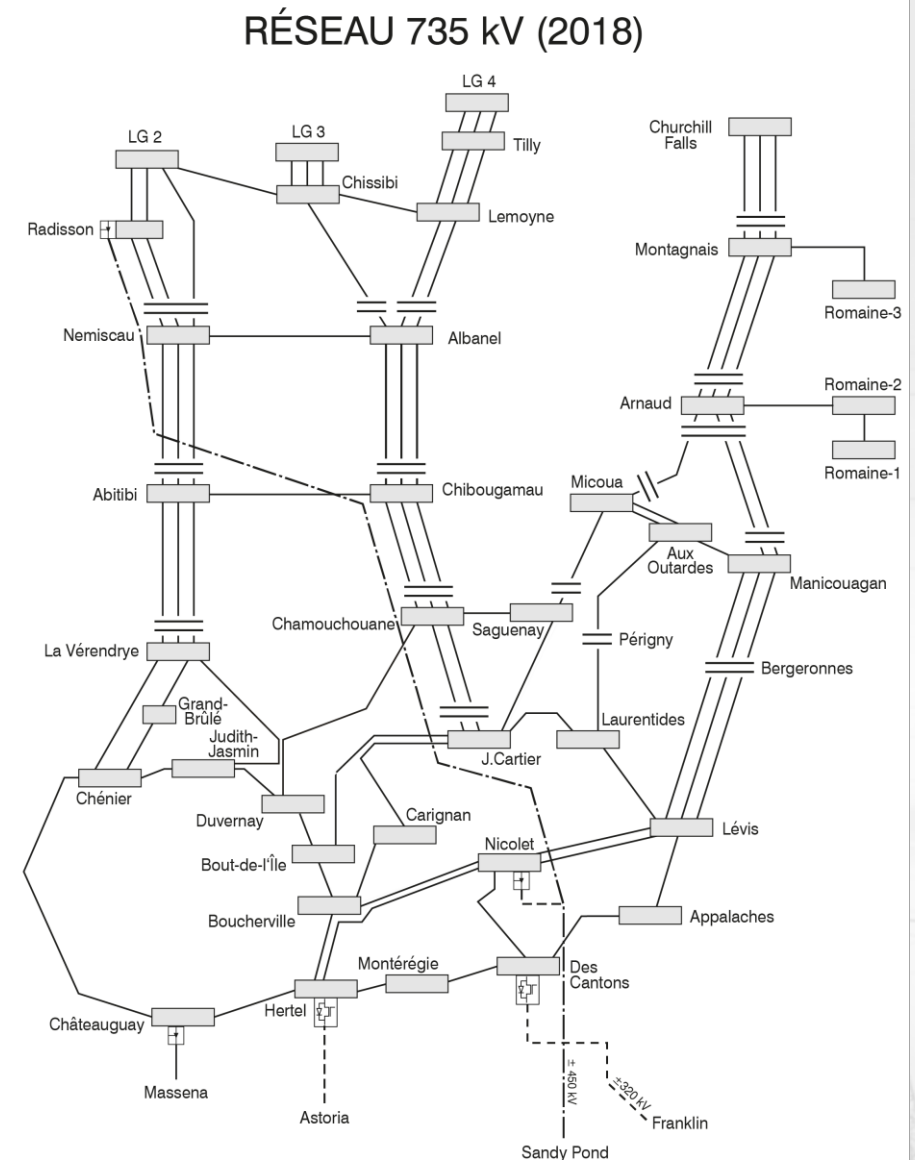
- **Réglementaire**

- NERC (Panne Ohio, Tree, Training, Tools)



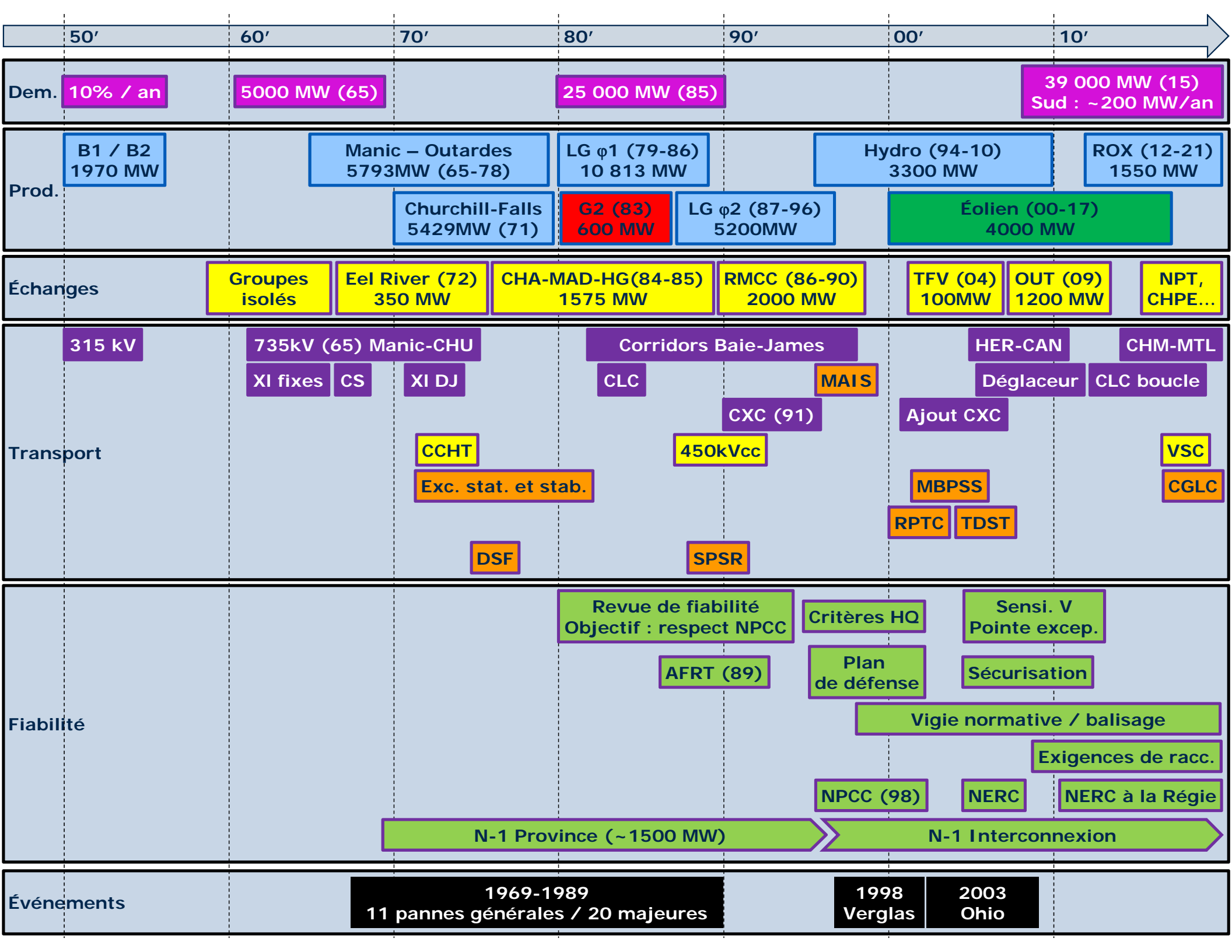
2012-2021 : des choix structurants

- **Raccordements**
 - Complexe de la Romaine (1550 MW)
 - Atteinte de la cible 4 GW d'éolien
- **Transport**
 - Ligne à 735 kV entre Chamouchouane et Montréal : biais structurel
 - Interconnexions (NPT, CHPE)
- **Innovation : mise en service de produits de l'IREQ**
 - Commande globale et locale de la compensation shunt
 - Détection d'instabilité du réseau (DIR)



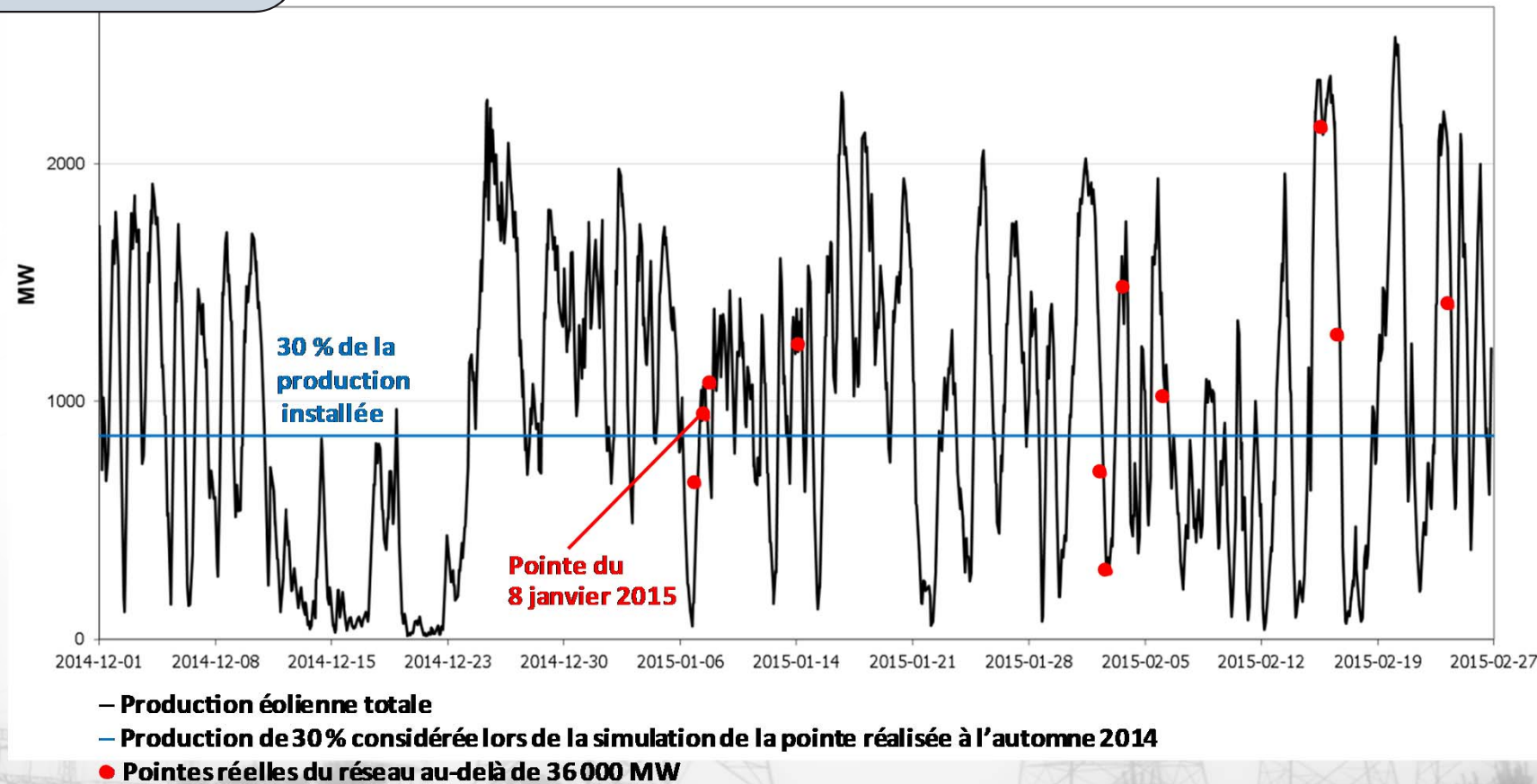
Mise à jour 2015-12-12

G240-20150-165-01-D-PL-4 réseau 735 kV.ai



Plan de la présentation

1. Aujourd'hui
2. Évolution
3. Enjeux actuels



Enjeux actuels

- **Fluctuation de la charge minière, par exemple en Abitibi**
- **Augmentation de la charge au sud**
 - 250 MW par an à Montréal et interconnexion(s)
- **Perte de production et de réserve au sud**
 - Fermeture des centrales
 - Gentilly-2 (2012)
 - La Citière (2012)
 - Tracy (2011)
- **Diminution de la charge au nord-est**
Fermeture d'industries au nord-est
- **Augmentation de la production sur la Côte-Nord**



Enjeux actuels

- **Vieillessement des équipements**
 - Volume et lissage des investissements
 - Contrôle commande (CCHT, CXC, CLC)
 - Appareillage (transformateurs, lignes ?)
- **« Sollicitation » du réseau**
 - Retraits
 - Maintenance
 - Projets

Enjeux actuels

- **Réalisation des projets**

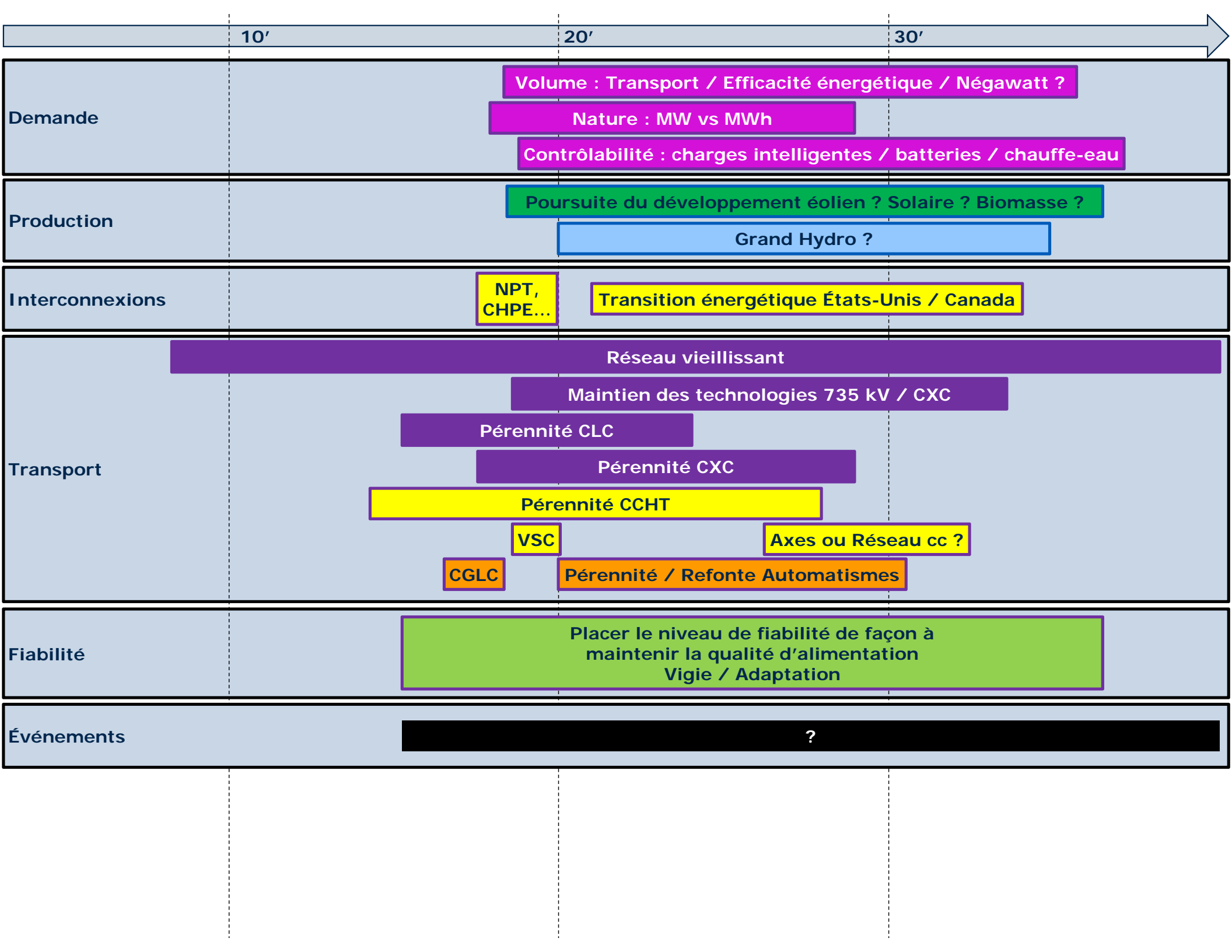
- Répondre à la demande en temps opportun
- Rentabilité
- Acceptabilité environnementale
- Accueil favorable des populations

- **Variabilité des grandeurs**

- Charge (production décentralisée ?, batteries ?)
- Éolien (volume ?, mode d'intégration MW / MWh)
- Échanges (volume, nature des contrats)

Opportunités

- **Boîte à outils très diversifiée**
 - Classique : lignes, CXC, CLC...
 - Innovante : automatismes, commandes globales...
 - Attention aux délais de mise en œuvre : à temps pour la fiabilité
- **Poursuivre les efforts de R&D**
 - Passage au réseau intelligent « 2.0 »
 - Batteries
 - Réponse en fréquence des charges



Une agrégation irréversible

- **Incitatifs au développement du réseau**
 - Croissance (production, échanges)
 - Fiabilité (leçons apprises, vigie, meilleures pratiques, connaissance)
 - Pérennité des équipements (analyse de risques)
- **Composantes majeures du développement de réseau**
 - Technique
 - Économique
 - Environnementale
 - Sociale
 - Réglementaire

Conclusion

- **Une posture favorable pour contribuer à la transition énergétique de manière fiable et au meilleur coût**

Lexique

AFRT : Amélioration de la Fiabilité du Réseau de Transport

CA : Courant Alternatif

CC : Courant Continu

CCHT : Convertisseur à Courant Continu Haute-Tension

CGLC : Contrôle Global et Local des Compensateurs

CHPE : Champlain Hudson Power Express

CLC : Compensation statique

CXC : Compensation série

DIR : Détection d'instabilité de Réseau

DJ : Disjoncteur

DSF : Délestage en Sous-Fréquence

HQ : Hydro-Québec

MAIS : Manœuvre Automatique d'Inductance Shunt

MBPSS : Multi-Band Power System Stabilizer

NERC : North American Electric Reliability Corporation

NPCC : Northeast Power Coordination Council

NPT : Northern Pass Transmission

PSS : Power System Stabilizer

RMCC : Réseau Multi-Terminal à Courant-Continu

RPTC : Rejet de Production et Télé-délestage de Charge

SPSR : Solution au Problème de Séparation du Réseau

TDST : Télé-Délestage en Sous-Tension

TFV : Transformateur à Fréquence Variable

T&C : Tarifs et Conditions

VSC : Voltage Source Control

XI : Inductance shunt