

# Séance de travail

**Présentation des résultats de l'étude expliquant  
et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel  
du réseau de transport**

Hydro-Québec TransÉnergie

2018-07-11



# Plan de la présentation

---

1. Mise en contexte
2. Méthode
3. Facteurs influençant le taux de pertes
4. Impact des facteurs influençant le taux de pertes
5. Conclusion

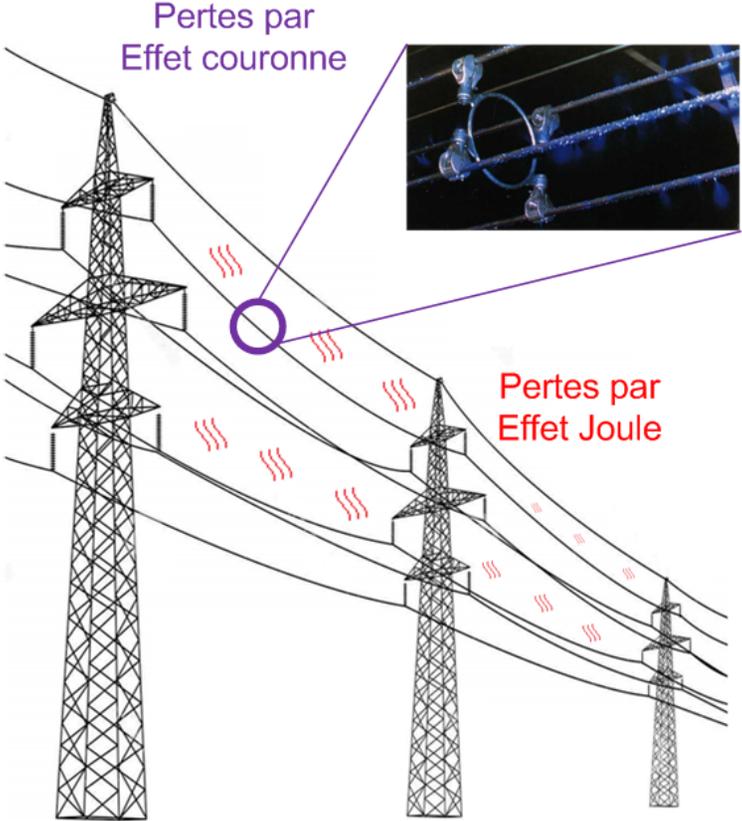
# Mise en contexte

# Décisions de la Régie

---

- Décision D-2017-021 (Demande tarifaire 2017 du Transporteur)
  - « **[523] La Régie ordonne au Transporteur de déposer, au plus tard dans le cadre de son dossier tarifaire 2019, une étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport. »**
  
- Décision D-2018-021 (Demande tarifaire 2018 du Transporteur)
  - « **[662] La Régie prend acte de la présentation prévue par le Transporteur de l'étude sur l'évolution du taux de pertes avant le dépôt de son prochain dossier tarifaire. Elle ordonne au Transporteur de tenir une séance de travail afin de présenter cette étude, à laquelle les intervenants des deux derniers dossiers tarifaires devront être invités. La Régie ordonne que cette séance de travail se tienne avant le dépôt du prochain dossier tarifaire. »**

# Pertes sur le réseau de transport



Pertes dans l'appareillage shunt

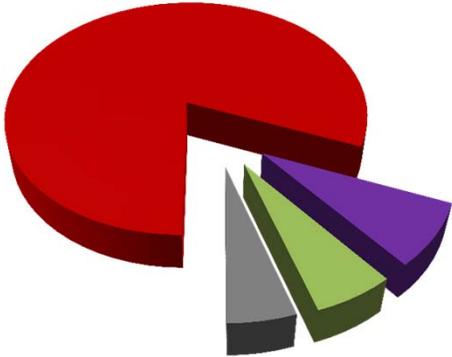


Inductances shunt



Appareils de mesurage

- Effet Joule
- Effet couronne
- Shunt
- Autres



# Calcul du taux de pertes

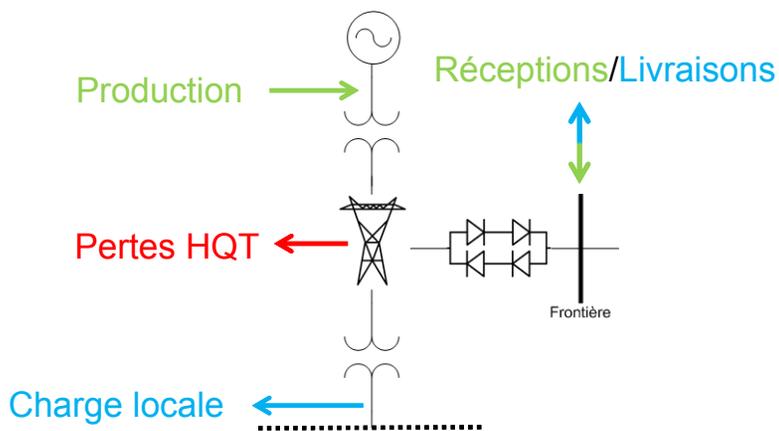
---

**Pertes :**

$$Pertes\ HQT = \text{Énergie reçue} - \text{Énergie livrée}$$

**Taux de pertes :**

$$Taux\ de\ pertes\ HQT = \frac{Pertes\ HQT}{\text{Énergie livrée}}$$



Le calcul du taux de pertes ne permet pas d'identifier et de quantifier les facteurs l'influençant.

# Méthode

# Hypothèses

---

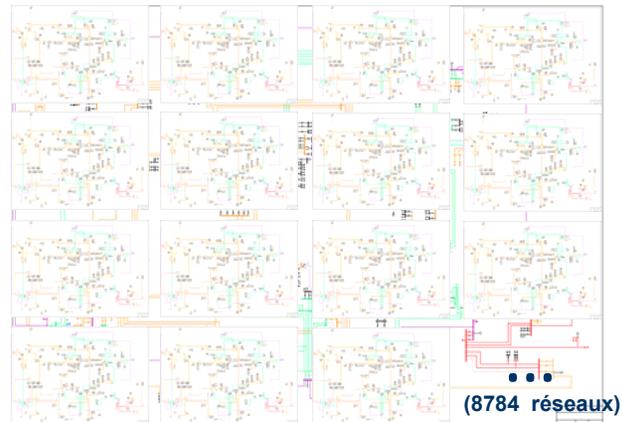
- Année de référence : 2016
    - Année la plus récente disponible lors du début de l'étude.
  
  - Éléments exclus de l'étude :
    - L'impact de la tension sur le taux de pertes ;
    - L'impact des indisponibilités (retraits et événements) sur le taux de pertes :
      - Décision D-2017-021 (Demande tarifaire 2017 du Transporteur)
        - « *Toutefois, la Régie est satisfaite des explications du Transporteur, relatives à l'impact des indisponibilités sur le taux de pertes. Elle n'exige donc pas que l'étude réponde aux préoccupations [...] sur cet aspect* »
- } Optimisés pour maximiser la fiabilité du réseau

*Les résultats de cette étude ont été évalués pour une année de référence.  
Les résultats pourraient varier pour d'autres années.*

# Méthode pour quantifier les facteurs : la simulation

---

## Modèle du réseau simulé

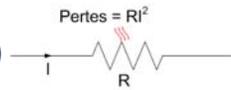


**Logiciel de simulation : PSS/E**

**Référence : données réelles de 2016**

**Fréquence : horaire**

# Méthode pour quantifier les facteurs : la simulation

***Pertes HQT  $\cong$  Pertes par effet Joule (PEJ)*** 

- *Courant alternatif (CA)*
  - Évaluation par le logiciel de simulation (PSS/E)
- *Courant continu (CC)*
  - Pertes dans les lignes CC:  $Pertes = RI^2$
  - Pertes dans les convertisseurs :  $Pertes = Constante * Transit$

+ ***Pertes par effet couronne (PEC)*** 

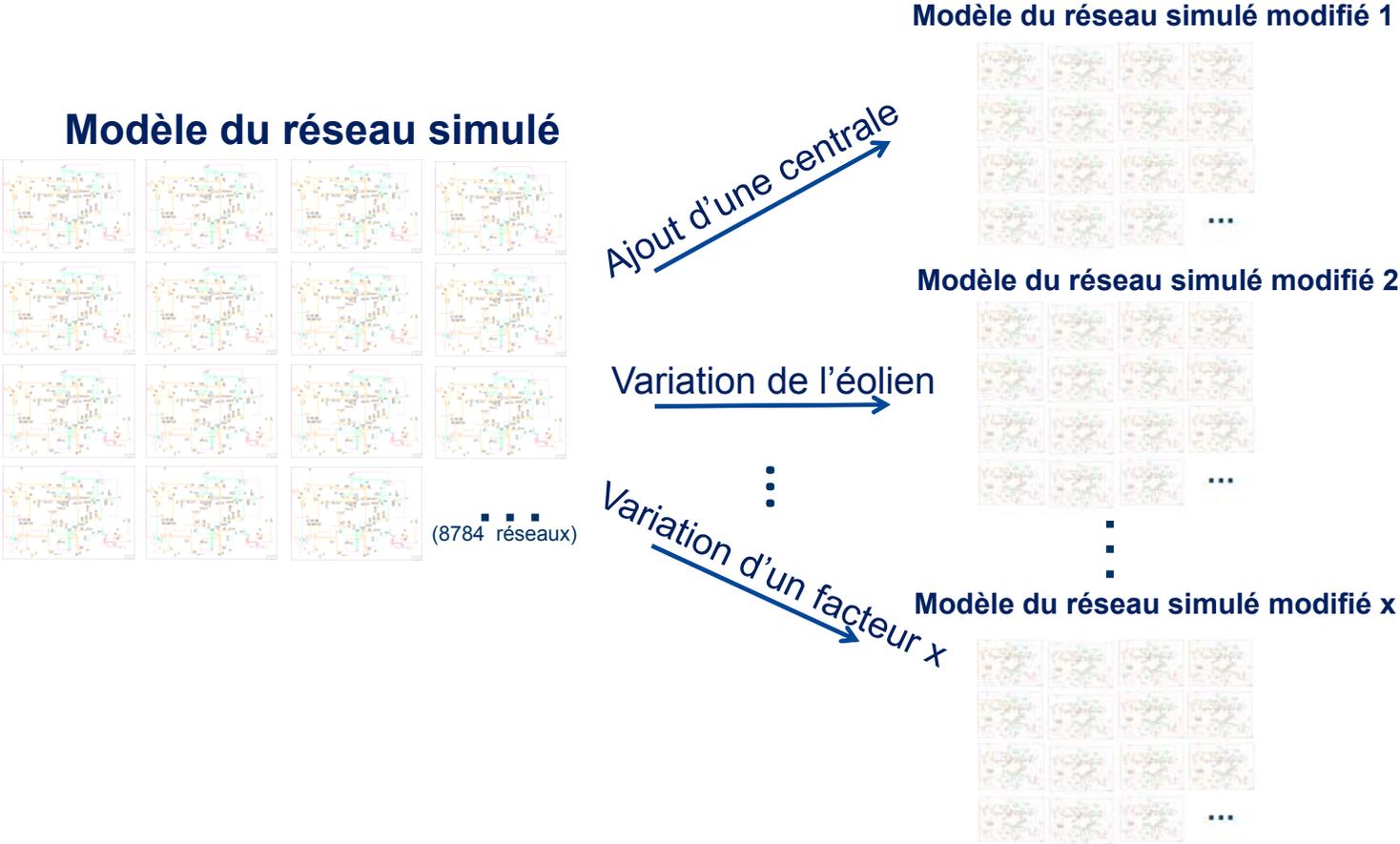
- $PEC_{ligne} = (Transit\ entrant_{mesuré} - Transit\ sortant_{mesuré}) - PEJ_{calculé}$

+ ***Pertes shunt*** 

- Calculées sont les facteurs de qualité des inductances et des condensateurs



# Méthode pour quantifier les facteurs : la simulation



# Facteurs influençant le taux de pertes

# Facteurs analysés

---

- Conditions climatiques
- Intégration ou fermeture de production
- Fermeture d'un client industriel majeur
- Variation des échanges avec les réseaux voisins
- Renforcement du réseau

# Facteurs analysés

---

- Conditions climatiques

- Rééquilibrage annuel de la charge (+500 MW en été et -500 MW en hiver)
- Charge locale (+1,25 % et -1,25%)
- Production éolienne (0 %, +10 % et -10 %, -50 %)
- Pertes par effet couronne 2015 simulées en 2016

- Intégration ou fermeture de production

- Ajout d'une centrale de 350 MW dans le nord du réseau
- Ajout d'une centrale de 675 MW dans le sud du réseau
- Fermeture d'un parc éolien d'une puissance installée de 180 MW en Gaspésie

# Facteurs analysés

---

- Fermeture d'un client industriel majeur
  - Fermeture d'un client avec une puissance en moyenne de 950 MW au nord du réseau
  - Fermeture d'un client avec une puissance en moyenne de 285 MW au sud du réseau
- Variation des échanges avec les réseaux voisins
  - Interconnexions avec des convertisseurs (+5 % et -5%, +10 % et -10 %)
- Renforcement du réseau
  - Ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Chamouchouane et Duvernay

# Ajustement de l'équilibre offre – demande

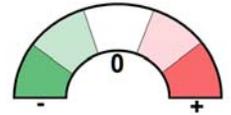
---

- ***L'impact sur le taux de pertes de la variation des facteurs peut être fortement influencé selon le moyen utilisé pour rétablir l'équilibre offre – demande***
- Ajustements effectués :
  - Variation de la charge locale
  - Variation des échanges
  - Variation de la charge locale et des échanges (50 % et 50 %)
  - Variation de la charge locale et échanges (proportion réelle)
  - Variation de la production au nord du réseau
  - Variation de la production hydroélectrique sur l'ensemble du réseau

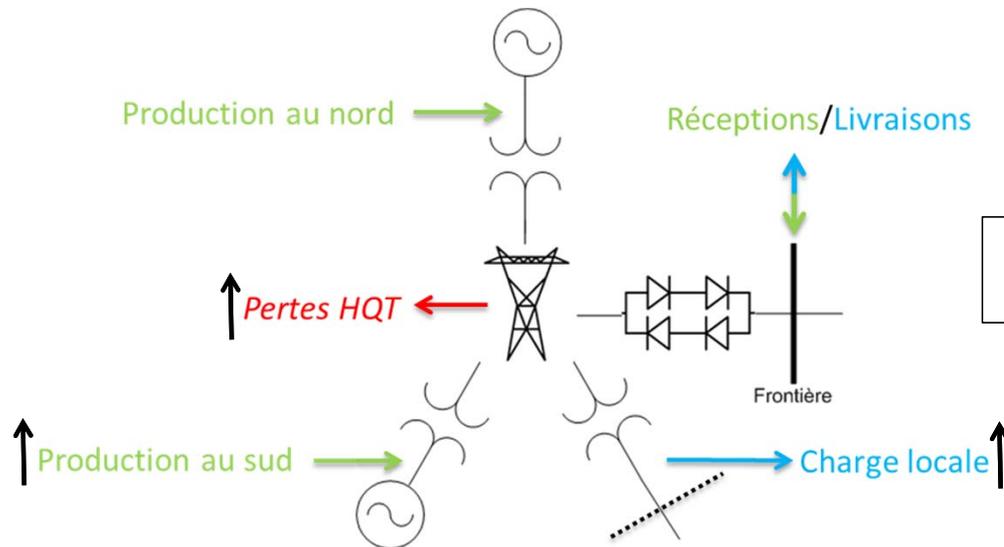
# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes

Ajout de production au sud (+675 MW)

	Charge locale
Δ Pertes HQT (GWh)	74
Δ Énergie reçue (GWh)	5 940
Δ Énergie livrée (GWh)	5 866
Δ Taux de pertes (pp)	-0,14 %



Énergie livrée ↑  
Taux de pertes ↓

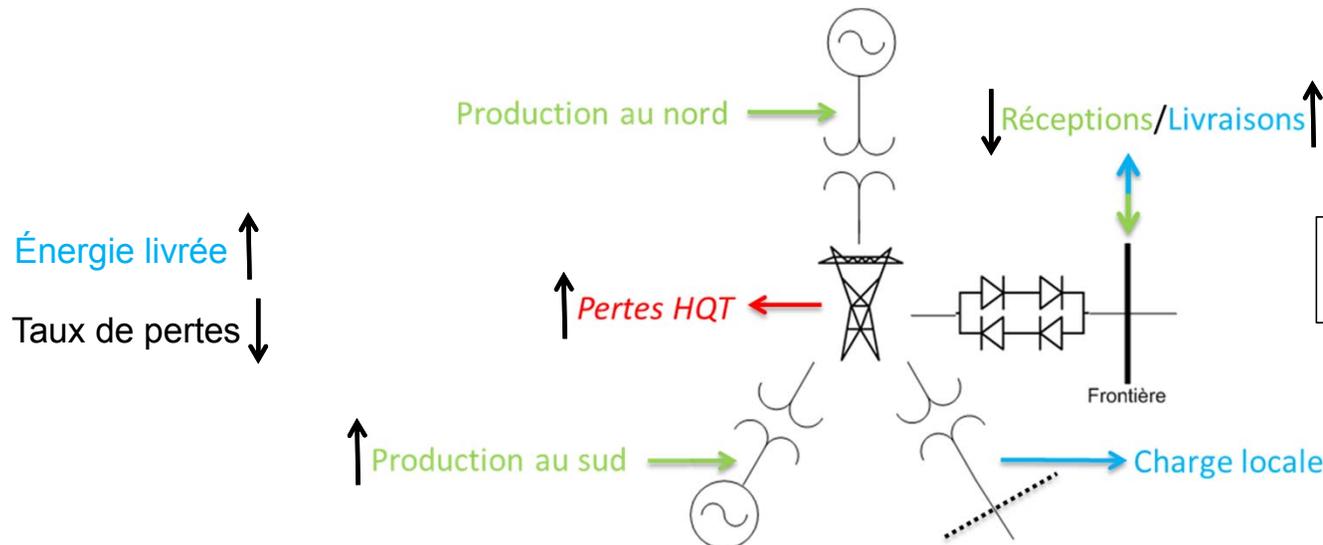
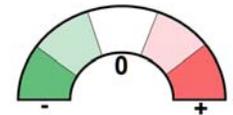


$$\text{Taux de pertes HQT} = \frac{\text{Pertes HQT}}{\text{Énergie livrée}}$$

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes

Ajout de production au sud (+675 MW)

	Charge locale	Échanges
Δ Pertes HQT (GWh)	74	141
Δ Énergie reçue (GWh)	5 940	5 005
Δ Énergie livrée (GWh)	5 866	4 864
Δ Taux de pertes (pp)	-0,14 %	-0,08 %

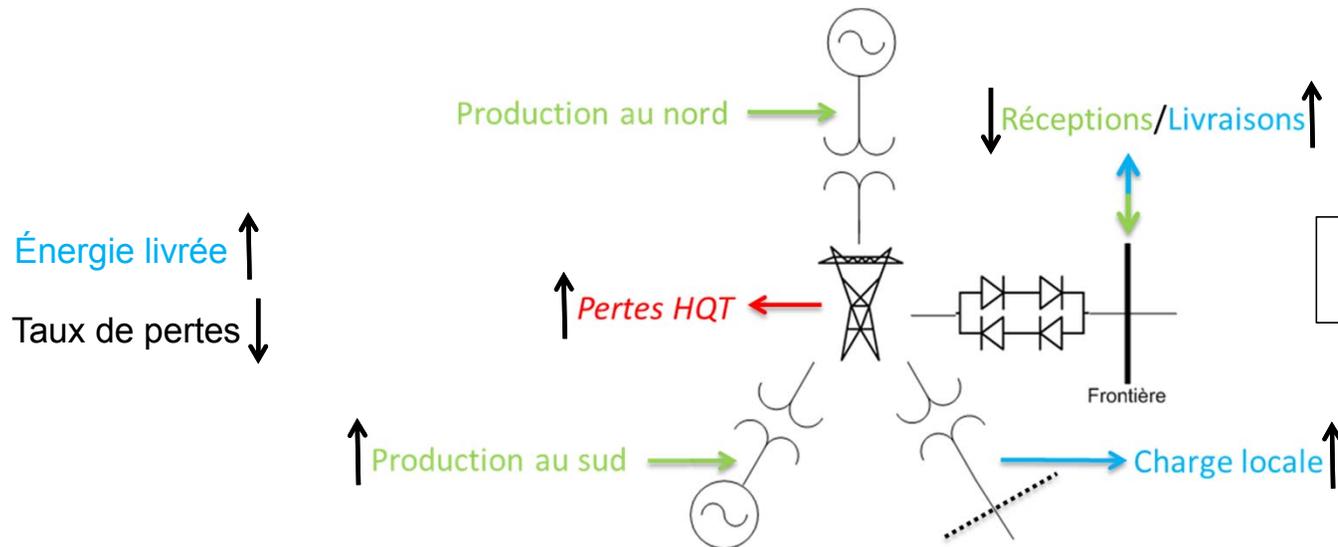
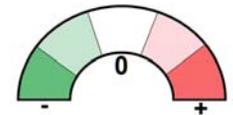


$$\text{Taux de pertes HQT} = \frac{\text{Pertes HQT}}{\text{Énergie livrée}}$$

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes

Ajout de production au sud (+675 MW)

	Charge locale	Échanges	50 % et 50 %
Δ Pertes HQT (GWh)	74	141	97
Δ Énergie reçue (GWh)	5 940	5 005	5 440
Δ Énergie livrée (GWh)	5 866	4 864	5 343
Δ Taux de pertes (pp)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %

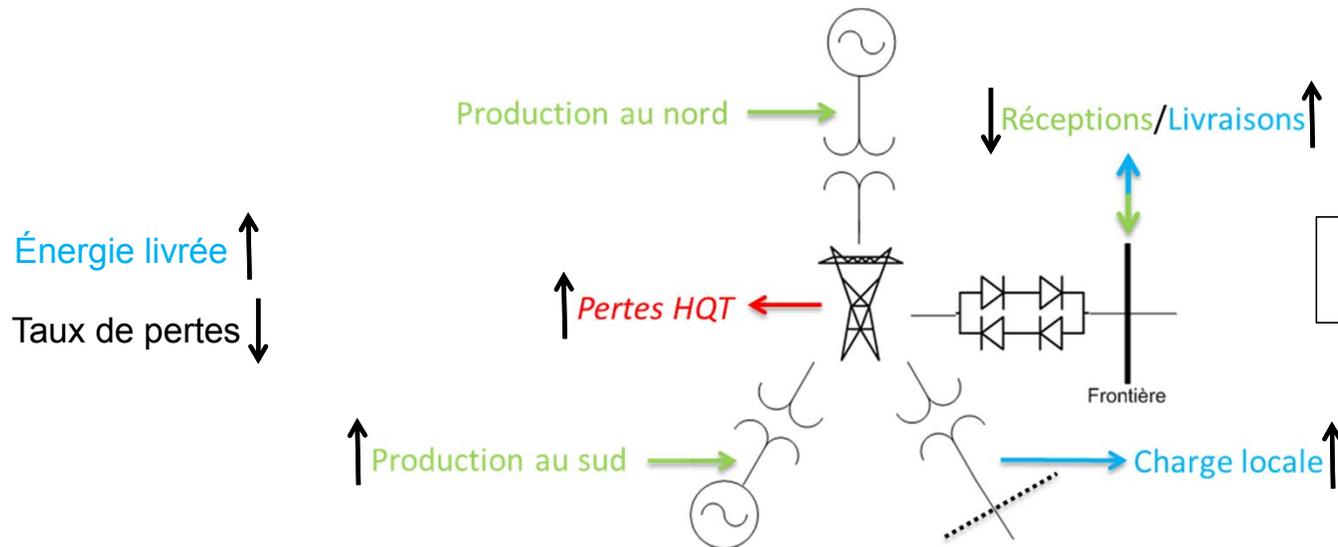
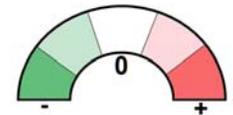


$$\text{Taux de pertes HQT} = \frac{\text{Pertes HQT}}{\text{Énergie livrée}}$$

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes

Ajout de production au sud (+675 MW)

	Charge locale	Échanges	50 % et 50 %	Proportion réelle
Δ Pertes HQT (GWh)	74	141	97	80
Δ Énergie reçue (GWh)	5 940	5 005	5 440	5 761
Δ Énergie livrée (GWh)	5 866	4 864	5 343	5 682
Δ Taux de pertes (pp)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %

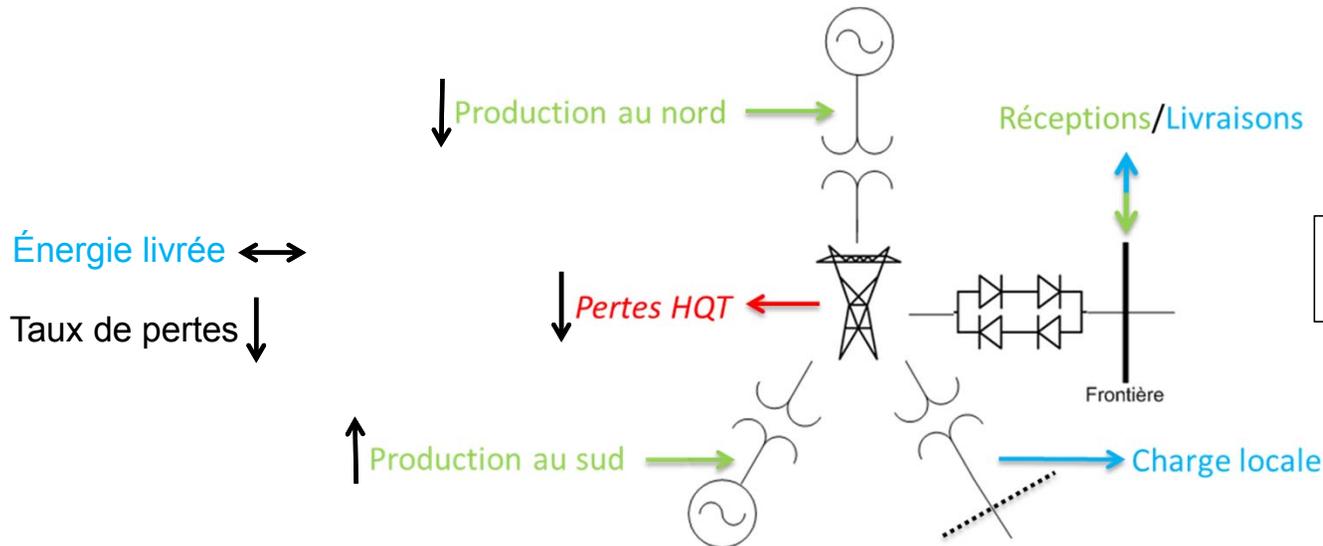
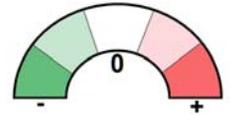


$$\text{Taux de pertes HQT} = \frac{\text{Pertes HQT}}{\text{Énergie livrée}}$$

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes

Ajout de production au sud (+675 MW)

	Charge locale	Échanges	50 % et 50 %	Proportion réelle	Production Nord
Δ Pertes HQT (GWh)	74	141	97	80	-490
Δ Énergie reçue (GWh)	5 940	5 005	5 440	5 761	-490
Δ Énergie livrée (GWh)	5 866	4 864	5 343	5 682	0
Δ Taux de pertes (pp)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %	-0,23 %

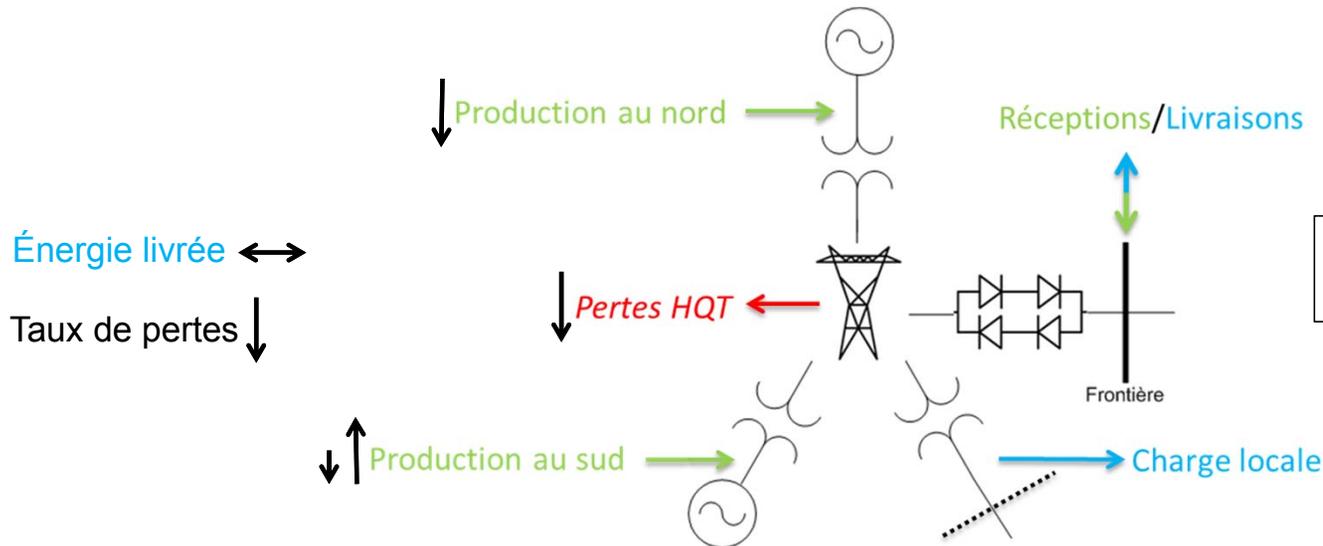
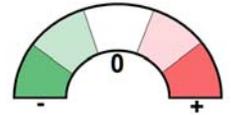


$$\text{Taux de pertes HQT} = \frac{\text{Pertes HQT}}{\text{Énergie livrée}}$$

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes

Ajout de production au sud (+675 MW)

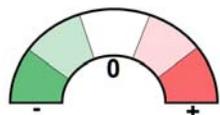
	Charge locale	Échanges	50 % et 50 %	Proportion réelle	Production Nord	Production hydroélectrique
Δ Pertes HQT (GWh)	74	141	97	80	-490	-463
Δ Énergie reçue (GWh)	5 940	5 005	5 440	5 761	-490	-463
Δ Énergie livrée (GWh)	5 866	4 864	5 343	5 682	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %	-0,23 %	-0,22 %



$$\text{Taux de pertes HQT} = \frac{\text{Pertes HQT}}{\text{Énergie livrée}}$$

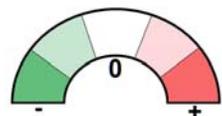
# **Impact des facteurs influençant le taux de pertes**

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes



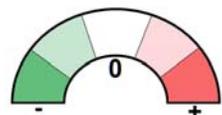
Variation		Ajustements						
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydro.	
				50 % et 50 %	Proportion réelle			
Facteurs	Conditions climatiques	Rééquilibrage annuel de la charge locale ( $\pm 500$ MW)	x	0,00 %	x	x	-0,02 %	-0,02 %
	-1,25 % Charge locale	x	0,02 %	x	x	-0,04 %	-0,04 %	
	+1,25 % Charge locale	x	-0,01 %	x	x	0,04 %	0,04 %	
	+10 % Éolien	-0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,02 %	
	-10 % Éolien	0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %	
	-50 % Éolien	0,07 %	0,05 %	0,06 %	0,06 %	0,14 %	0,13 %	
	Pertes par effet couronne de 2015 pour l'année 2016	0,10 %						

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes



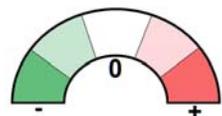
Variation		Ajustements					
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydro.
				50 % et 50 %	Proportion réelle		
Facteurs	Intégration d'une centrale au nord (320 MW)	0,05 %	0,07 %	0,06 %	0,05 %	0,00 %	0,01 %
	Intégration d'une centrale au sud (675 MW)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %	-0,23 %	-0,22 %
	Fermeture d'un parc éolien en Gaspésie (Puissance installée de 180 MW)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	Fermeture de toute la production éolienne	0,22 %	0,15 %	0,18 %	0,21 %	0,34 %	0,34 %

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes



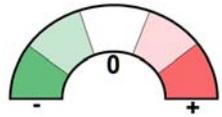
Variation		Ajustements						
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydro.	
				50 % et 50 %	Proportion réelle			
Facteurs	Fermeture d'un client industriel majeur	Client au nord (consommation moyenne de 947 MW)	0,28 %	0,37 %	0,32 %	0,29 %	0,16 %	0,17 %
		Client au sud (consommation moyenne de 283 MW)	0,02 %	0,04 %	0,03 %	0,02 %	-0,02 %	-0,02 %

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes



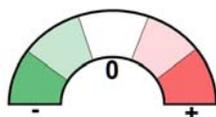
Variation		Ajustements						
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydro.	
				50 % et 50 %	Proportion réelle			
<b>Facteurs</b>	Variation des échanges avec les réseaux voisins	Échanges -5 %	-0,01 %	x	x	x	-0,04 %	-0,04 %
	Échanges -10 %	-0,02 %	x	x	x	-0,08 %	-0,07 %	
	Échanges +5 %	0,01 %	x	x	x	0,04 %	0,04 %	
	Échanges +10 %	0,03 %	x	x	x	0,09 %	0,10 %	

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes



Variation		Ajustements					
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydro.
				50 % et 50 %	Proportion réelle		
<b>Facteurs</b>	Renforcement du réseau	Ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Chamouchouane et Duvernay					
		-0,08 %					

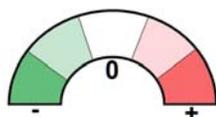
# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes



Variation		Ajustements					
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydro.
				50 % et 50 %	Proportion réelle		
Conditions climatiques	Rééquilibrage annuel de la charge locale ( $\pm 500$ MW)	x	0,00 %	x	x	-0,02 %	-0,02 %
	-1,25 % Charge locale	x	0,02 %	x	x	-0,04 %	-0,04 %
	+1,25 % Charge locale	x	-0,01 %	x	x	0,04 %	0,04 %
	+10 % Éolien	-0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,02 %
	-10 % Éolien	0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	-50 % Éolien	0,07 %	0,05 %	0,06 %	0,06 %	0,14 %	0,13 %
	Pertes par effet couronne de 2015 pour l'année 2016				0,10 %		
Intégration ou fermeture d'une centrale	Intégration d'une centrale au nord (+320 MW)	0,05 %	0,07 %	0,06 %	0,05 %	0,00 %	0,01 %
	Intégration d'une centrale au sud (+675 MW)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %	-0,23 %	-0,22 %
	Fermeture d'un parc éolien en Gaspésie (180 MW installé)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	Fermeture de toute la production éolienne	0,22 %	0,15 %	0,18 %	0,21 %	0,34 %	0,34 %
Fermeture d'un client industriel majeur	Client au nord (947 MW en moyenne)	0,28 %	0,37 %	0,32 %	0,29 %	0,16 %	0,17 %
	Client au sud (283 MW en moyenne)	0,02 %	0,04 %	0,03 %	0,02 %	-0,02 %	-0,02 %
Variation des échanges avec les réseaux voisins	Échanges -5 %	-0,01 %	x	x	x	-0,04 %	-0,04 %
	Échanges -10 %	-0,02 %	x	x	x	-0,08 %	-0,07 %
	Échanges +5 %	0,01 %	x	x	x	0,04 %	0,04 %
	Échanges +10 %	0,03 %	x	x	x	0,09 %	0,10 %
Renforcement du réseau	Ajout d'une ligne 735 kV entre Chamouchouane et Duvernay	-0,08 %					

➤ Forte dépendance entre les facteurs qui influencent les transits sur le réseau

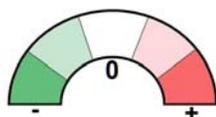
# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes



Facteurs	Variation	Ajustements					
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydro.
				50 % et 50 %	Proportion réelle		
Conditions climatiques	Rééquilibrage annuel de la charge locale ( $\pm 500$ MW)	x	0,00 %	x	x	-0,02 %	-0,02 %
	-1,25 % Charge locale	x	0,02 %	x	x	-0,04 %	-0,04 %
	+1,25 % Charge locale	x	-0,01 %	x	x	0,04 %	0,04 %
	+10 % Éolien	-0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,02 %
	-10 % Éolien	0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	-50 % Éolien	0,07 %	0,05 %	0,06 %	0,06 %	0,14 %	0,13 %
	Pertes par effet couronne de 2015 pour l'année 2016	0,10 %					
Intégration ou fermeture d'une centrale	Intégration d'une centrale au nord (+320 MW)	0,05 %	0,07 %	0,06 %	0,05 %	0,00 %	0,01 %
	Intégration d'une centrale au sud (+675 MW)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %	-0,23 %	-0,22 %
	Fermeture d'un parc éolien en Gaspésie (180 MW installé)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	Fermeture de toute la production éolienne	0,22 %	0,15 %	0,18 %	0,21 %	0,34 %	0,34 %
Fermeture d'un client industriel majeur	Client au nord (947 MW en moyenne)	0,28 %	0,37 %	0,32 %	0,29 %	0,16 %	0,17 %
	Client au sud (283 MW en moyenne)	0,02 %	0,04 %	0,03 %	0,02 %	-0,02 %	-0,02 %
Variation des échanges avec les réseaux voisins	Échanges -5 %	-0,01 %	x	x	x	-0,04 %	-0,04 %
	Échanges -10 %	-0,02 %	x	x	x	-0,08 %	-0,07 %
	Échanges +5 %	0,01 %	x	x	x	0,04 %	0,04 %
	Échanges +10 %	0,03 %	x	x	x	0,09 %	0,10 %
Renforcement du réseau	Ajout d'une ligne 735 kV entre Chamouchouane et Duvernay	-0,08%					

➤ Proximité entre la production et la charge (transit du nord au sud)

# Impact relatif des facteurs influençant le taux de pertes



Facteurs	Variation	Ajustements					
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydro.
				50 % et 50 %	Proportion réelle		
Conditions climatiques	Rééquilibrage annuel de la charge locale ( $\pm 500$ MW)	x	0,00 %	x	x	-0,02 %	-0,02 %
	-1,25 % Charge locale	x	0,02 %	x	x	-0,04 %	-0,04 %
	+1,25 % Charge locale	x	-0,01 %	x	x	0,04 %	0,04 %
	+10 % Éolien	-0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,02 %
	-10 % Éolien	0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	-50 % Éolien	0,07 %	0,05 %	0,06 %	0,06 %	0,14 %	0,13 %
	Pertes par effet couronne de 2015 pour l'année 2016	0,10 %					
Intégration ou fermeture d'une centrale	Intégration d'une centrale au nord (+320 MW)	0,05 %	0,07 %	0,06 %	0,05 %	0,00 %	0,01 %
	Intégration d'une centrale au sud (+675 MW)	-0,14 %	-0,08 %	-0,11 %	-0,13 %	-0,23 %	-0,22 %
	Fermeture d'un parc éolien en Gaspésie (180 MW installé)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	Fermeture de toute la production éolienne	0,22 %	0,15 %	0,18 %	0,21 %	0,34 %	0,34 %
Fermeture d'un client industriel majeur	Client au nord (947 MW en moyenne)	0,28 %	0,37 %	0,32 %	0,29 %	0,16 %	0,17 %
	Client au sud (283 MW en moyenne)	0,02 %	0,04 %	0,03 %	0,02 %	-0,02 %	-0,02 %
Variation des échanges avec les réseaux voisins	Échanges -5 %	-0,01 %	x	x	x	-0,04 %	-0,04 %
	Échanges -10 %	-0,02 %	x	x	x	-0,08 %	-0,07 %
	Échanges +5 %	0,01 %	x	x	x	0,04 %	0,04 %
	Échanges +10 %	0,03 %	x	x	x	0,09 %	0,10 %
Renforcement du réseau	Ajout d'une ligne 735 kV entre Chamouchouane et Duvernay	-0,08 %					

➤ Impact important de l'effet couronne sur la variation du taux de pertes

# Conclusion

# Conclusion de l'étude

---

- **Les principaux facteurs influençant le taux de pertes ont été identifiés**
- **Une méthode par simulations basée sur un modèle réseau a été mise en place pour évaluer l'impact des facteurs**
- **L'analyse a fait ressortir quelques constats :**
  - Il y a une forte dépendance entre les facteurs qui influencent les transits sur le réseau ;
  - L'effet couronne, qui varie d'une année à l'autre, a un impact important sur la variation du taux de pertes ;
  - Les facteurs qui influencent le transit du nord au sud sont ceux qui sont les plus impactant sur le taux de pertes ;
    - ❖ Le transit du nord au sud correspond au transit provenant des corridors Baie-James et Manic-Québec.

