

Autres renseignements

Table des matières

1. Indicateurs de performance.....	5
1.1 Indicateurs généraux.....	5
1.2 Indicateurs en emprises de lignes de transport.....	7
1.3 Indicateurs reliés au mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »)	7
2. Balisage entrepris par le Transporteur	8
3. Lignes et postes de transport.....	9
4. Rapports au NPCC.....	9
Annexe 1 Organigrammes d'Hydro-Québec et des participations d'Hydro-Québec...	13
Annexe 2 Publications d'Hydro-Québec	17

Liste des tableaux

Tableau 1 Indicateurs de performance généraux retenus par la Régie	5
Tableau 2 Données de base pour les ratios de coûts	6
Tableau 3 Indicateurs en emprises de lignes de transport (ha)	7
Tableau 4 Résultats de l'année 2025.....	8
Tableau 5 Lignes et postes de transport par niveau de tension.....	9
Tableau 6 Liste des rapports ATR (Area Trouble Report) fournis par le Transporteur au NPCC en 2025 (Pertes de production de 500 MW et plus).....	10

1. Indicateurs de performance

1.1 Indicateurs généraux

- 1 Le tableau suivant présente les unités de mesure ainsi que les résultats 2025 des indicateurs
2 de performance, tels qu'ils ont été retenus par la Régie à ce jour¹. Le Transporteur présente
3 également le résultat des indicateurs liés aux coûts et les données de base pour le calcul de
4 ces ratios.

Tableau 1
Indicateurs de performance généraux retenus par la Régie

	Unités de mesure	Résultats
Satisfaction de la clientèle ^a		
▪ Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	9,00
Fiabilité du service		
▪ Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	706
▪ Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées	Minutes	86,1
▪ Indicateurs de gravités G1 et G2	Nombre	159
▪ IC-Transport (brut)	Heure/client	0,71
▪ IC-Transport (normalisé)	Heure/client	0,71
▪ Durée moyenne des interruptions par point de livraison (SAIDI)	Minutes	69,0
▪ Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (SAIFI)	Nombre	0,59
État des actifs		
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées (IF)	Nombre	7 640
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances (IFD) ^a	Nombre	1 750
Optimisation de l'exploitation		
▪ CPS1	%	164,5
▪ CPS2	%	100,0
Responsabilité sociale ^a		
▪ Fréquence des accidents de travail global d'Hydro-Québec (ATPTG)	Nb/200 000 hres travaillées	1,86
Évolution du coût des charges d'exploitation		
▪ Coûts directs d'exploitation et de maintenance par kilomètre de circuit	K\$/km de circuit	21,58
▪ Charges d'exploitation en fonction de l'énergie transitée	K\$/GWh	6,79
▪ Charges d'exploitation en fonction de la capacité du réseau de transport	K\$/MW	30,29
Évolution du coût des immobilisations		
▪ Coût des immobilisations nettes en fonction de l'énergie transitée	K\$/GWh	120,83
▪ Coût des immobilisations nettes en fonction de la capacité du réseau de transport	K\$/MW	539,01

¹ [D-2008-019](#), [D-2010-032](#), [D-2011-039](#), [D-2012-059](#), [D-2015-017](#), [D-2017-021](#), [D-2018-001](#), D-2019-047, [par. 106](#), D-2025-022, [par. 228](#), D-2025-124, [par. 88](#).

	Unités de mesure	Résultats
Évolution du coût total par rapport à la valeur totale de l'actif		
▪ Lignes Coût total / valeur totale des actifs ^b	%	n.d.
▪ Postes Coût total / valeur totale des actifs ^b	%	n.d.
Évolution du coût de service		
▪ Coût de service total, excluant les taxes, en fonction de l'énergie transitée	K\$/GWh	16,17
▪ Coût de service total, excluant les taxes, en fonction de la capacité du réseau de transport	K\$/MW	72,14
Indicateurs environnementaux		
Maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes ^c		
▪ Superficie totale des emprises	Hectares	181 507
▪ Superficie traitée nécessitant un entretien ^d	Hectares	144 000
▪ Superficie traitée totale	Hectares	23 042
Gestion des matières résiduelles et des huiles isolantes minérales		
▪ Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (HIM)	%	77,3
Gestion des rejets accidentels dans l'environnement		
▪ Rejets accidentels	Nombre	229
- Rejets accidentels de moins de 4 000 litres ^e	Nombre	228
- Rejets accidentels de plus de 4 000 litres	Nombre	1
▪ Taux de récupération des rejets	%	83

^a Conformément à la décision D-2025-022, [par 228](#).

^b Les données sont en cours de compilation, selon les paramètres de répartition utilisés aux fins de l'exercice de balisage. Le rapport officiel de balisage devrait être disponible vers la fin 2026.

^c Conformément à la décision D-2025-124, [par. 88](#).

^d Les données de superficie d'emprise nécessitant un entretien sont estimées annuellement.

^e À la suite de discussions avec le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP), les fuites lentes sont incluses depuis 2024 dans le calcul des rejets accidentels de moins de 4 000 litres.

Tableau 2
Données de base pour les ratios de coûts

Numérateurs	Unités de mesure	Résultats
Coûts directs d'exploitation et de maintenance	M\$	899,4
Charges d'exploitation	M\$	1 423,9
Coût des immobilisations nettes (au 31 décembre)	M\$	25 341,1
Coût du service total excluant les taxes	M\$	3 391,5
Coût total des lignes ^a	M\$	n.d.
Coût total des postes ^a	M\$	n.d.

Dénominateurs	Unités de mesure	Résultats
Kilomètres de circuits	Km	41 680
Énergie transitée	GWh	209 729
Capacité du réseau de transport	MW	47 014
Valeur totale des actifs lignes	M\$	17 432,1
Valeur totale des actifs postes	M\$	21 978,0

^a Les données sont en cours de compilation, selon les paramètres de répartition utilisés aux fins de l'exercice de balisage. Le rapport officiel de balisage devrait être disponible vers la fin 2026.

1.2 Indicateurs en emprises de lignes de transport

- 1 Le tableau suivant présente les résultats 2025 des indicateurs de performance relatifs à la maîtrise
- 2 intégrée de la végétation (MIV), conformément à la décision de la Régie².

Tableau 3
Indicateurs en emprises de lignes de transport (ha)

		Résultats	%
1	Superficie totale des emprises	181 507	
2	Superficie d'emprise nécessitant un entretien ^a	144 000	
3	Superficie traitée totale ^b	23 042	16,0 %
3.1	Superficie traitée par débroussaillage manuel	20 553	14,2 %
3.2	Superficie traitée par débroussaillage mécanisé	1 094	0,8 %
3.3	Superficie traitée par abattage	137	0,1 %
3.4	Superficie traitée par d'autres modes	266	0,2 %
3.5	Superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides	993	0,7 %

^a Les données de superficie d'emprise nécessitant un entretien sont estimées annuellement.

^b Le pourcentage de la superficie traitée par type d'intervention est calculé par rapport à la superficie nécessitant un entretien et arrondi.

- 3 L'utilisation de phytocides vise à réduire la densité de la végétation. Cette approche favorise une
- 4 évolution des emprises vers une végétation basse et stable compatible avec le réseau de
- 5 transport. La diminution des superficies traitées en 2025, par rapport à 2024, s'explique par des
- 6 ajustements contractuels ayant entraîné le retrait de contrats, lesquels n'ont pu être réattribués à
- 7 temps dans la fenêtre de traitement au phytocide.

1.3 Indicateurs reliés au mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »)

- 8 Le Transporteur rappelle qu'il n'est pas en mesure de présenter les résultats des indicateurs 8
- 9 et 12 reliés au calcul de la note globale du MTÉR³. Par ailleurs, par sa décision D-2026-008⁴,
- 10 la Régie autorise la reconduction du MTÉR pour l'année 2025, sans liaison aux indicateurs de
- 11 performance, et reporte sa décision sur la fin du MTÉR dans le dossier relatif au mécanisme de
- 12 traitement des surplus ou des manques à gagner cumulés.

- 13 Le tableau suivant présente les indicateurs selon le format des tableaux A-1R et A-2R de la
- 14 décision D-2019-060R.

² D-2025-124, par. [86](#), [90](#) et [92](#).

³ R-9000-2022, pièce [B-0018](#), réponse à la question 4.2.1 et R-9000-2023, pièce [B-0031](#), section 1.2.

⁴ D-2026-008, par. [34-35](#).

Tableau 4
Résultats de l'année 2025

	Unité de mesure	2025
Fiabilité du service électrique		
1 Indice de continuité opérationnel normalisé	Heure/Client	0,462
2 Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	706
Disponibilité du réseau		
3 IFD occurrence	Nombre	1 750
4 Durée des interruptions	Nombre	234
5 Premières contingences	Nombre	129
6 Pertes de transit	Nombre	173
7 Traitement de la végétation	%	12,69 %
Sécurité et environnement		
8 Taux de fréquence des accidents de travail ^a	Nb/200 000 heures	n.d.
9 Déversements accidentels de moins de 4 000 litres	Nombre	228
10 Déversements accidentels de plus de 4 000 litres	Nombre	1
11 Taux de récupération des déversements	%	83 %
Satisfaction de la clientèle		
12 Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution ^a	Indice de 1 à 10	n.d.
13 Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	9,00

^a Le Transporteur n'est plus en mesure de produire les indicateurs à la suite de l'évolution de l'organisation.

2. Balisage entrepris par le Transporteur

- En 2025, le Transporteur a poursuivi sa participation au balisage du groupe de travail portant
- l'appellation Best Practices Transmission Committee (« BPTC »), administré par Électricité
- Canada (« ÉC »), anciennement sous l'appellation Association Canadienne de l'Électricité
- (« ACÉ »). Il a également participé au balisage Transport et Distribution (T&D) de First Quartile
- Consulting.

3. Lignes et postes de transport

Tableau 5
Lignes et postes de transport par niveau de tension

Tension	Lignes (km)	Postes (nombre)
765 et 735 kV	12 581 ^a	41
450 kV c.c.	1 218	2
315 kV	5 526 ^b	88
230 kV	3 257 ^c	54
161 kV	2 091	43
120 kV	7 162	227
69 kV et moins	2 778 ^d	70 ^e
Total	34 613	525

- a) Dont 469 km de lignes à 735 kV exploitées à 315 kV.
b) Dont 5 km de lignes à 315 kV exploitées à 120 kV.
c) Dont 33 km de lignes à 230 kV exploitées à 120 kV.
d) Le total des lignes à 69 kV et moins présenté à la page 88 du Rapport annuel 2025 d'Hydro-Québec inclut 272 km de lignes exploités par le Distributeur.
e) Le total des postes à 69 kV et moins présenté à la page 88 du Rapport annuel 2025 d'Hydro-Québec inclut 10 postes exploités par le Distributeur.

4. Rapports au NPCC

- 1 Le Transporteur présente, au Tableau 6, la liste des événements rapportables⁵ ayant causé une
- 2 perte de production de 500 MW et plus en 2025. Aucun événement ayant entraîné une perte de
- 3 charge de 300 MW n'a été observé au cours de cette même année.
- 4 Les événements rapportables sont ceux pour chacune des occasions où une indisponibilité
- 5 rencontre les critères « d'événement rapportable », soit une perte de production de 500 MW et
- 6 plus ou une perte de charge de 300 MW et plus, tels que rapportés au Northeast Power
- 7 Coordinating Council (« NPCC »).

⁵ Le Transporteur rappelle qu'il ne transmet aucun rapport public au NPCC, en référence à l'[annexe 1 de la décision D-2002-175](#) qui présente la liste des renseignements requis en vertu du paragraphe 5 de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Tableau 6
Liste des rapports ATR (Area Trouble Report) fournis par le Transporteur au NPCC en 2025
(Pertes de production de 500 MW et plus)

Temps			MW perdus		Perturbations Installation et équipement	% du PPPC*	Temps de récupération (en minutes : secondes)	Fréquence Extrême (Hz)	% Récup. %APC <1 000 (code 1) **	% Récup. %APC ≥1 000 (code 2) ***	Cause	Caté- gories ****	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produc- tion	Charge/ Livraison									
Janvier	09	16:04:45	652		Déclenchement de 4 groupes à l'installation Manic-5	63,6	00:01:48	59,63	100		Cause naturelle (givre et fort vent)	1	2025-02-03
		20:43:15	650		Déclenchement de 4 groupes à l'installation Manic-5	63,3	00:01:48	59,71	100		Cause naturelle (givre et fort vent)	1	
	19	02:16:32	1 589		Déclenchement de 5 groupes à l'installation LG2-A	82,3	00:03:13	59,54		100	Bris d'équipement	3	
Février	05	16:12:18	551		Déclenchement de 1 groupe à l'installation Manic-5-PA et 2 groupes à l'installation Outardes-4	53,7	00:02:06	59,74	100		Intervention humaine (protection mal isolée dans une zone protégée)	2	2025-03-05
Mai	15	13:18:08	800		Déclenchement de 2 groupes à l'installation Churchill Falls	60,1	00:02:24	59,35	100		Cause naturelle (foudre)	1	2025-06-12
Août	08	15:06:00	913		Déclenchement de 2 groupes à l'installation Sarcelle et 3 groupes à l'installation Eastmain-1-A	70,5	00:01:47	59,50	100		Cause naturelle (foudre)	1	2025-09-02
	09	16:39:13	878		Déclenchement de 2 groupes à l'installation Churchill Falls	80,3	00:01:48	59,56	100		Bris d'équipement	3	
	25	12:46:31	1 086		Déclenchement de 5 groupes à l'installation Eastmain-1, 1-A et 2 groupes à l'installation Sarcelle	83,7	00:05:48	59,39		100	Cause naturelle (foudre)	1	
Septembre	20	11:56:48	540	34	Déclenchement de 1 groupe à Churchill Falls	48	00:01:36	59,62	100		Test effectué sur le groupe A5	2	2025-10-07
Octobre	05	16:51:01	630		Déclenchement de 5 groupes à l'installation Laforge	43,4	00:01:42	59,30	100		Cause naturelle (foudre)	1	2025-11-05

Temps			MW perdus		Perturbations Installation et équipement	% du PPPC*	Temps de récupération (en minutes : secondes)	Fréquence Extrême (Hz)	% Récup. %APC <1 000 (code 1) **	% Récup. %APC ≥1 000 (code 2) ***	Cause	Caté- gories ****	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produc- tion	Charge/ Livraison									
Décembre	12	04:11:11	1 689		Déclenchement de 4 groupes à l'installation Manic-5, 2 groupes à l'installation Manic-5-PA, 2 groupes à Outardes et 1 groupe à Toulnostouc	103,2	00:06:54	59,22		100	Bris d'équipement	3	2026-01-05

* PPPC = Perte de Production en Première Contingence, exprimée en MW. Le %PPPC illustre où se situe la perte de production par rapport à la PPPC.

** %Récup. = pourcentage de Récupération de l'APC et %Récupération %APC < 1 000 (code 1) = perturbations Avec Perte de Charge < PPPC (environ 1 000 MW) et pourcentage de récupération moyen après 15 minutes.

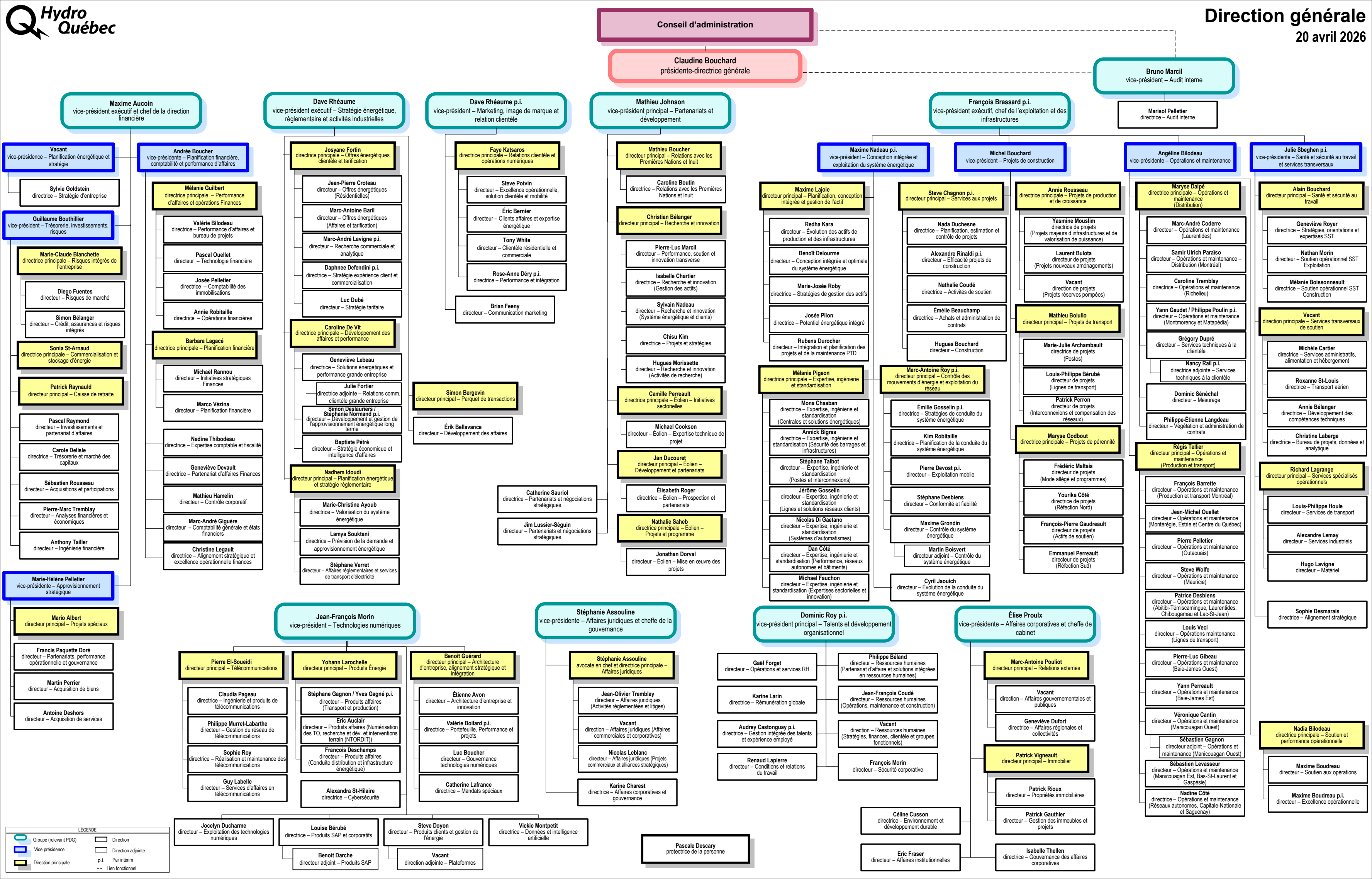
*** %Récup. = pourcentage de Récupération de l'APC et %Récupération %APC ≥ 1 000 (code 2) : perturbations Avec Perte de Charge ≥ PPPC (environ 1 000 MW) et pourcentage de récupération moyen après 15 minutes.

**** Catégorie 1 = incident attribuable à une cause naturelle (ex. : conditions climatiques) ;

Catégorie 2 = incident attribuable à une intervention humaine ;

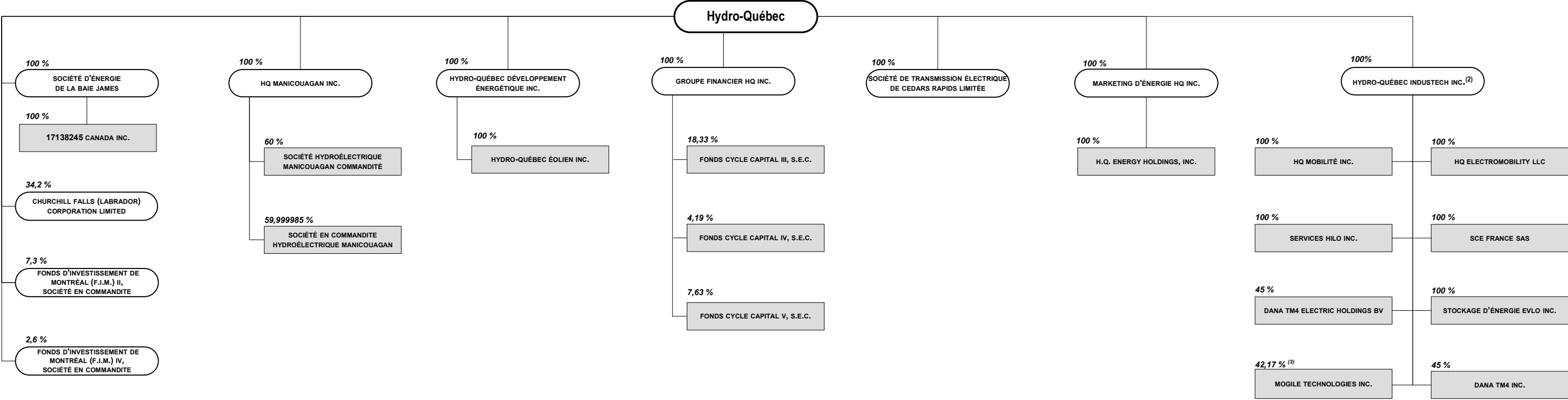
Catégorie 3 = incident attribuable à un bris d'équipement.

Annexe 1 Organigrammes d'Hydro-Québec et des participations d'Hydro-Québec





Participations d’Hydro-Québec – 1^{er} et 2^e rang⁽¹⁾
Au 31 décembre 2025



LÉGENDE		
<div></div> 1 ^{er} rang	INC. : INCORPORÉE / INCORPORATED L.P. : LIMITED PARTNERSHIP LTÉE / LTD : LIMITÉE / LIMITED SAS : SOCIÉTÉ PAR ACTIONS SIMPLIFIÉE	(1) PARTICIPATIONS OPÉRANTES. (2) HYDRO-QUÉBEC INDUSTECH INC. DÉTEINT 0,12 % DE BRIGHTVOLT, INC. LAQUELLE EST DISSOUTE ET EN PROCESSUS DE LIQUIDATION. (3) PARTICIPATION OPÉRANTE SUR UNE BASE NON DILUÉE (SOIT 30,96 % PLEINEMENT DILUÉE).
<div></div> 2 ^e rang		

Annexe 2 Publications d'Hydro-Québec

Publication	Fréquence	Horizon
Rapport annuel Hydro-Québec 2025	annuelle	février 2026
Plan stratégique 2022-2026	fixée par le gouvernement	mars 2022
Plan d'action 2035	--	novembre 2023
Rapport 18-K 2025	annuelle	avril 2026
Rapports trimestriels 2025	trimestrielle	--
1 ^{er} trimestre	--	mai 2025
2 ^e trimestre	--	août 2025
3 ^e trimestre	--	novembre 2025

- 1 Ces documents sont disponibles en tout temps dès leur publication sur le site Internet
- 2 d'Hydro-Québec à l'adresse suivante :
- 3 <http://www.hydroquebec.com/relations-investisseurs/documentation/index.html>