

## **Autres renseignements**



## Table des matières

<b>1</b>	<b>Indicateurs de performance .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Balisage entrepris par le Transporteur .....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Lignes et postes de transport .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Rapports au NPCC .....</b>	<b>8</b>
<b>Annexe 1</b>	<b>Organigrammes.....</b>	<b>15</b>
<b>Annexe 2</b>	<b>Publications d'Hydro-Québec .....</b>	<b>17</b>

### Liste des tableaux

Tableau 1	Indicateurs de performance retenus par la Régie .....	5
Tableau 2	Données de base pour les ratios de coûts .....	7
Tableau 3	Lignes et postes de transport par niveau de tension.....	8
Tableau 4	Liste des rapports ATR (Area Trouble Report) fournis par le Transporteur au NPCC en 2019 (Pertes de production de 500 MW et plus).....	9
Tableau 5	Liste des rapports de perturbation fournis par le Transporteur au NPCC en 2019 (Pertes de charge de 300 MW et plus).....	13



## 1 Indicateurs de performance

- 1 Le tableau ci-dessous présente les unités de mesure ainsi que les résultats 2019
- 2 des indicateurs de performance, tels qu'ils ont été retenus par la Régie à ce jour<sup>1</sup>.
- 3 Le tableau suivant fournit les données de base pour les calculs des ratios de coûts.

**Tableau 1**  
**Indicateurs de performance retenus par la Régie**

	<b>Unités de mesure</b>	<b>Résultats</b>
<b>Satisfaction de la clientèle</b>		
▪ Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	Indice 1 à 10	8,9
▪ Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	8,9
<b>Fiabilité du service</b>		
▪ Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	877
▪ Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées	Minutes	93
▪ Indicateurs de gravités G1 et G2	Nombre	64
▪ IC-Transport (brut)	Heure/client	0,68
▪ IC-Transport (normalisé)	Heure/client	0,68
▪ Durée moyenne des interruptions par point de livraison (SAIDI)	Minutes	95
▪ Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (SAIFI)	Nombre	0,70
<b>État des actifs</b>		
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées	Nombre	5 969
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances	Nombre	1 916
<b>Optimisation de l'exploitation</b>		
▪ CPS1	%	164
▪ CPS2	%	100
<b>Responsabilité sociale</b>		
▪ Fréquence des accidents de travail	Nb/200 000 hrs travaillées	2,62
<b>Évolution du coût des charges nettes d'exploitation</b>		
▪ Coûts directs d'exploitation et de maintenance par kilomètre de circuit	k\$/km de circuit	12,46
▪ Charges nettes d'exploitation en fonction de l'énergie transitée	k\$/GWh	3,81
▪ Charges nettes d'exploitation en fonction de la capacité du réseau de transport	k\$/MW	18,79
<b>Évolution du coût des immobilisations</b>		
▪ Coût des immobilisations nettes en fonction de l'énergie transitée	k\$/GWh	99,22
▪ Coût des immobilisations nettes en fonction de la capacité du réseau de transport	k\$/MW	489,63

<sup>1</sup> Décisions D-2008-019 (R-3640-2007), D-2010-032 (R-3706-2009), D-2011-039 (R-3738-2010), D-2012-059 (R-3777-2011), D-2015-017 (R-3903-2014), D-2017-021 (R-3981-2016).

	Unités de mesure	Résultats
<b>Évolution du coût total par rapport à la valeur totale de l'actif<sup>2</sup></b>		
▪ Lignes Coût total / valeur totale des actifs	%	n.d
▪ Postes Coût total / valeur totale des actifs	%	n.d
<b>Évolution du coût de service</b>		
▪ Coût de service total, excluant les taxes, en fonction de l'énergie transitée	k\$/GWh	14,49
▪ Coût de service total, excluant les taxes, en fonction de la capacité du réseau de transport	k\$/MW	71,48
<b>Indicateurs environnementaux</b>		
Maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes		
▪ Superficie totale des emprises à entretenir	Hectares	179 144
▪ Superficie traitée mécaniquement	Hectares	12 209
▪ Superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	893
▪ % Traité mécaniquement / Total traité	%	93
Gestion des matières résiduelles (MR) et des huiles isolantes minérales (HIM)		
○ Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (HIM)	%	95,9
Gestion des rejets accidentels dans l'environnement		
▪ Rejets accidentels	Nombre	72
- Rejets accidentels de moins de 4 000 litres	Nombre	70
- Rejets accidentels de plus de 4 000 litres	Nombre	2
▪ Taux de récupération des rejets	%	76

<sup>2</sup> 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 sera disponible vers la fin de 2020.

**Tableau 2**  
Données de base pour les ratios de coûts

Numérateurs	Unités de mesure	Résultats
Coûts directs d'exploitation et de maintenance	M\$	518,2
Charges nettes d'exploitation	M\$	868,8
Coût des immobilisations nettes (au 31 décembre)	M\$	22 645,0
Coût du service total excluant les taxes	M\$	3 306,0
Coût total des lignes	M\$	(3)
Coût total des postes	M\$	(3)

Dénominateurs	Unités de mesure	Résultats
Kilomètres de circuits	km	41 601
Énergie transitée	GWh	228 226
Capacité du réseau de transport	MW	46 249
Valeur totale des actifs lignes	M\$	(3)
Valeur totale des actifs postes	M\$	(3)

## 2 Balisage entrepris par le Transporteur

- 1 En 2019, le Transporteur a poursuivi sa participation au balisage du groupe de travail portant
- 2 l'appellation Best Practices Transmission Committee<sup>3</sup> (« BPTC »), administré par
- 3 l'Association canadienne de l'électricité (« ACÉ »). Il a également participé, tout comme
- 4 en 2018, au balisage Transport et Distribution (T&D) de First Quartile Consulting.

<sup>3</sup> Ce nom remplace désormais l'appellation « BPWG » (Best Practice Working Group) utilisée jusqu'en 2018.

### 3 Lignes et postes de transport

**Tableau 3**  
Lignes et postes de transport par niveau de tension

Tension	Lignes (km)	Postes (nombre)
765 et 735 kV	12 319 <sup>a</sup>	41
450 kV c.c.	1 218	2
315 kV	5 498	81
230 kV	3 252 <sup>b</sup>	53
161 kV	2 140	43
120 kV	7 008	220
69 kV et moins	3 095	83
<b>Total</b>	<b>34 530</b>	<b>523</b>

a) Dont 469 km de lignes à 735 kV exploitées à 315 kV.

b) Dont 33 km de lignes à 230 kV exploitées à 120 kV.

### 4 Rapports au NPCC

- 1 Le Transporteur présente, au tableau 4, la liste des événements rapportables ayant causé
- 2 une perte de production de 500 MW et plus en 2019 et, au tableau 5, la liste des événements
- 3 ayant entraîné une perte de charge de 300 MW et plus au cours de l'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
- 6 et plus ou une perte de charge de 300 MW et plus, tels que rapportés au Northeast Power
- 7 Coordinating Council (« NPCC »).
- 8 À la suite de l'adoption et de la mise en vigueur de la norme BAL-002-2<sup>4</sup> aux États-Unis,
- 9 le Transporteur a adapté ses tableaux à la nouvelle exigence de documenter les perturbations
- 10 à déclarer en utilisant le nouveau formulaire CR Form1<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> Voir le projet de la norme BAL-002-2 :  
<https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project2010-14-1-Phase-1-of-Balancing-Authority-RBC.aspx>

<sup>5</sup> Voir le formulaire CR Form 1 :  
<https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202010141%20Phase%201%20of%20Balancing%20Authority%20Re/CRFORM1-v2.1-20131023.xlsx>



**Tableau 4**  
**Liste des rapports ATR (Area Trouble Report) fournis par le Transporteur au NPCC en 2019**  
**(Pertes de production de 500 MW et plus)**

Temps			MW perdus		Perturbations installation et équipement	% du PPPC	Temps de récupération	Fréquence extrême	% Récup. %APC <1 000 (code 1)	%APC >=1 000 (code 2)	Cause	Caté- gories	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produc- tion	Charge/ Livraison									
Mars	08	14:33:36	517		Déclenchement RPTC avec un rejet de production de 1 groupe à la centrale Churchill Falls	50 %	01:18	59,70 Hz	100 %		Déclenchement automatisme RPTC	3	2019-04-09
	17	16:23:15	546		Déclenchement de la ligne L7088 au poste LA GRANDE 2 avec une perte de production de 2 groupes à la centrale La Grande-2	53 %	01:12	59,68 Hz	100 %		Bris de l'inductance XL3-phase B	3	
	18	12:46:12	506		Déclenchement RPTC avec un rejet de production de 1 groupe à la centrale Churchill Falls	49 %	01:03	59,72 Hz	100 %		Déclenchement automatisme RPTC	3	
	18	15:35:38	2 609	500 MW	Déclenchement des lignes L3166, L3167 aux postes Laforge-2 et Brisay, déclenchement des lignes L3168, L3169 aux postes Nikamo et Laforge-2, déclenchement des lignes L3172 et L3173 aux postes Tilly et Nikamo et un rejet de production de 2 groupes à la centrale Brisay, de 6 groupes à la centrale Laforge-1, de 2 groupes à la centrale Laforge-2 et de 5 autres groupes à la centrale La Grande-4	222 %	09:42	58,94 Hz	100 %		Bris automate (UCE) de l'automatisme RPTC	3	

Temps			MW perdus		Perturbations installation et équipement	% du PPPC	Temps de récupération	Fréquence extrême	% Récup. %APC <1 000 (code 1)	%APC >=1 000 (code 2)	Cause	Caté- gories	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produc- tion	Charge/ Livraison									
Avril	16	16:02:21	1 520		Déclenchement de la ligne L7080 au poste Abitibi avec une perte de production de 5 groupes à la centrale La Grande-2	116 %	07:06	59,01 Hz	100 %		Bris relais de détection de ligne ouverte DLO de l'automatisme RPTC	3	2019-05-14
	28	09:08:03	868		Déclenchement de la ligne L7029 aux postes Arnaud et Manicouagan avec une perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	109 %	03:21	59,38 Hz	100 %		Verglas	1	
	28	11:24:39	877		Déclenchement de la ligne L7029 aux postes Arnaud et Manicouagan avec une perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	108 %	03:00	59,41 Hz	100 %		Verglas	1	
	28	11:35:36	860		Déclenchement de la ligne L7029 aux postes Arnaud et Manicouagan avec une perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	106 %	01:39	59,36 Hz	100 %		Verglas	1	
	28	11:42:27	791		Déclenchement de la ligne L7029 aux postes Arnaud et Manicouagan avec une perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	97 %	02:27	59,42 Hz	100 %		Verglas	1	
	28	11:52:48	803		Déclenchement de la ligne L7029 aux postes Arnaud et Manicouagan avec une perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	99 %	01:45	59,44 Hz	100 %		Verglas	1	
	28	12:12:16	558		Déclenchement de la ligne L7028 aux postes Arnaud et Manicouagan avec une perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	44 %	02:05	59,38 Hz	100 %		Verglas	1	
Juin	20	16:26:11	615		Déclenchement du transformateur T3 au poste La Grande-2 avec une perte de production de 2 groupes à la centrale La Grande-2	77 %	01:01	59,48 Hz	100 %		Bris relais de gaz du T3 phase B	3	2019-07-02

Temps			MW perdus		Perturbations installation et équipement	% du PPPC	Temps de récupération	Fréquence extrême	% Récup. %APC <1 000 (code 1)	%APC >=1 000 (code 2)	Cause	Caté- gories	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produc- tion	Charge/ Livraison									
Juillet	01	17:40:02	1 292		Déclenchement des lignes L3176 et L3177 aux postes Nemiscau et Eastman-1 avec rejet de production de 3 groupes à la centrale Eastman-1, de 3 groupes à la centrale Eastman-1A et de 1 autres groupe à la centrale Sarcelle-C	144 %	04:29	59,15 Hz	100 %		Foudre	1	2019-08-09
	27	13:18:32	967		Déclenchement des lignes L3172 et L3173 aux postes Tilly et Nikamo avec rejet de production de 1 groupe à la centrale Brisay, de 5 groupes à la centrale Laforge-1 et de 1 groupe à la centrale Laforge-2	72 %	02:51	59,33 Hz	100 %		Foudre	1	
Septembre	16	09:22:27	837		Déclenchement RPTC avec un rejet de production de 1 groupe à la centrale Churchill Falls	95%	00:39	59,59 Hz	100 %		Bris URP automatisme RPTC	3	2019-10-09
	19	10:54:54	830		Déclenchement de la ligne L7027 au poste Micoua avec une perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	81 %	01:45	59,37 Hz	100 %		Erreur humaine	2	
	22	15:39:12	1 090		Déclenchement des lignes L3168 et L3169 aux postes Nikamo et Laforge-2 avec rejet de production de 2 groupes à la centrale Brisay, de 3 groupes à la centrale Laforge-1 et de 2 groupes à la centrale Laforge-2	123 %	02:09	59,22 Hz	100 %		Orage	1	
	26	21:25:51	1630		Déclenchement de la ligne L7053 au poste Churchill Falls avec une perte de production de 4 groupes à la centrale Churchill Falls	150 %	04:09	58,95 Hz	100 %		Bris transformateur de courant du disjoncteur D700-11	3	
Octobre	31	10:22:42	905		Déclenchement de la ligne L7053 au poste Churchill Falls avec une perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	88 %	01:31	59,37 Hz	100 %		Déclenchement automatisme RPTC	3	2019-11-11

Temps			MW perdus		Perturbations installation et équipement	% du PPPC	Temps de récupération	Fréquence extrême	% Récup. %APC <1 000 (code 1)	%APC ≥1 000 (code 2)	Cause	Caté- gories	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produc- tion	Charge/ Livraison									
Novembre	15	00:53:12	527		Déclenchement RPTC avec un rejet de production de 1 groupe à la centrale Churchill Falls	49 %	01:15	59,69 Hz	100 %		Déclenchement automatisme RPTC	3	2019-12-10
	15	15:30:00	956		Déclenchement RPTC avec un rejet de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	69 %	03:04	59,40 Hz	100 %		Erreur humaine	2	
Décembre	07	23:38:19	511		Déclenchement RPTC avec un rejet de production de 1 groupe à la centrale Churchill Falls	50 %	00:19	59,72 Hz	100 %		Déclenchement automatisme RPTC	3	2020-01-10

**Tableau 5**  
**Liste des rapports de perturbation fournis par le Transporteur au NPCC en 2019**  
**(Pertes de charge de 300 MW et plus)**

Temps			MW perdus		Perturbations  Installation et équipement	Cause	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Production	Charge/ Livraison			
Mars	18	15 :35 :38		500	Déclenchement des lignes L3166, L3167 aux postes Laforge-2 et Brisay, déclenchement des lignes L3168, L3169 aux postes Nikamo et Laforge-2, déclenchement des lignes L3172 et L3173 aux postes Tilly et Nikamo et un rejet de production de 2 groupes à la centrale Brisay, de 6 groupes à la centrale Laforge-1, de 2 groupes à la centrale Laforge-2 et de 5 autres groupes à la centrale La Grande-4	Erreur Humaine	2019-04-08

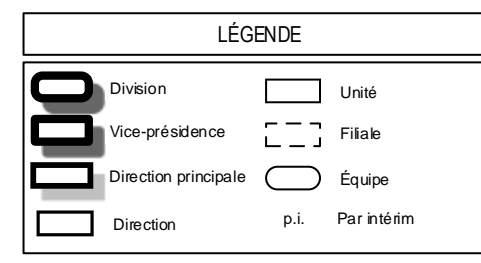
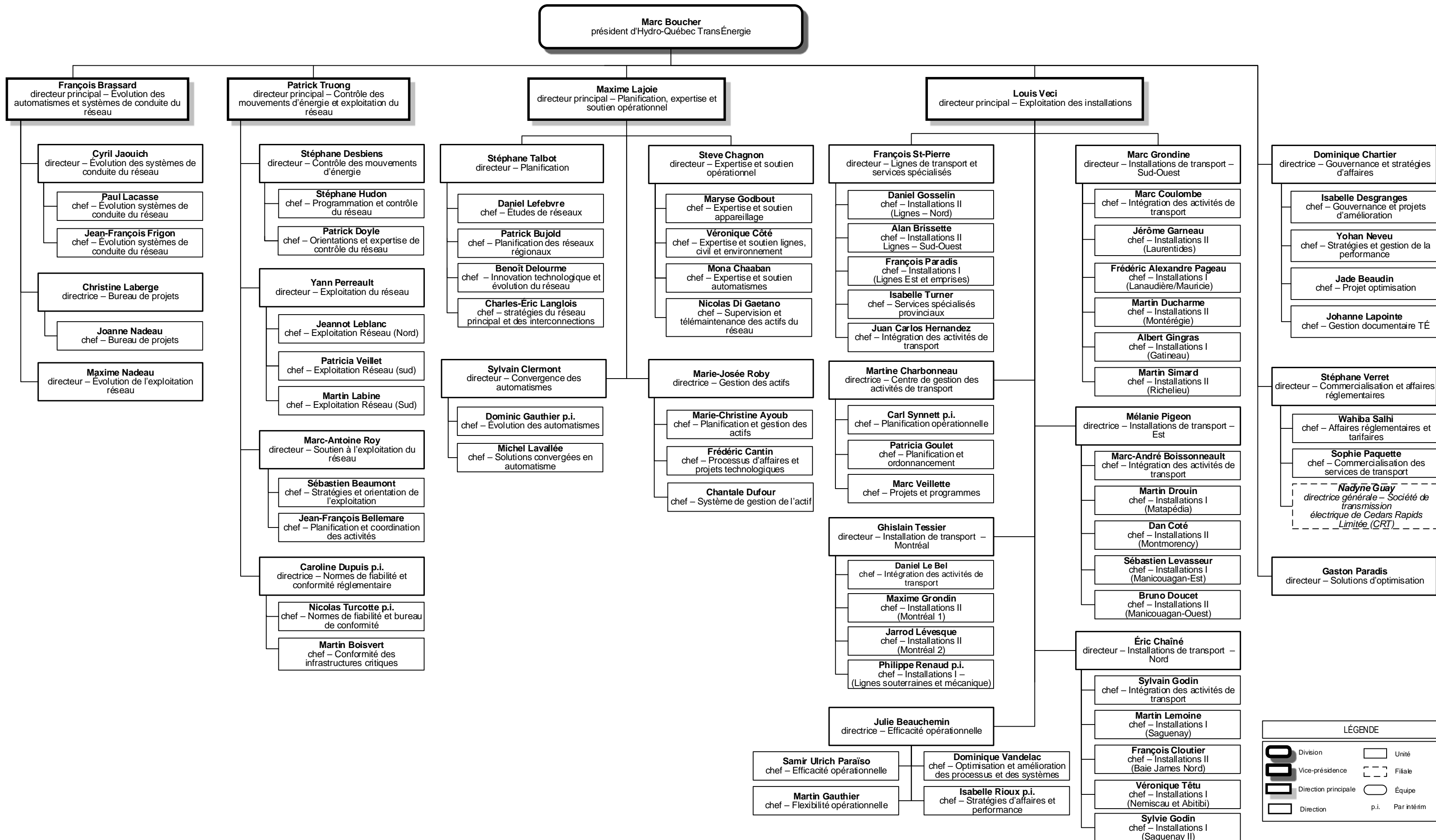


**Annexe 1 Organigrammes**

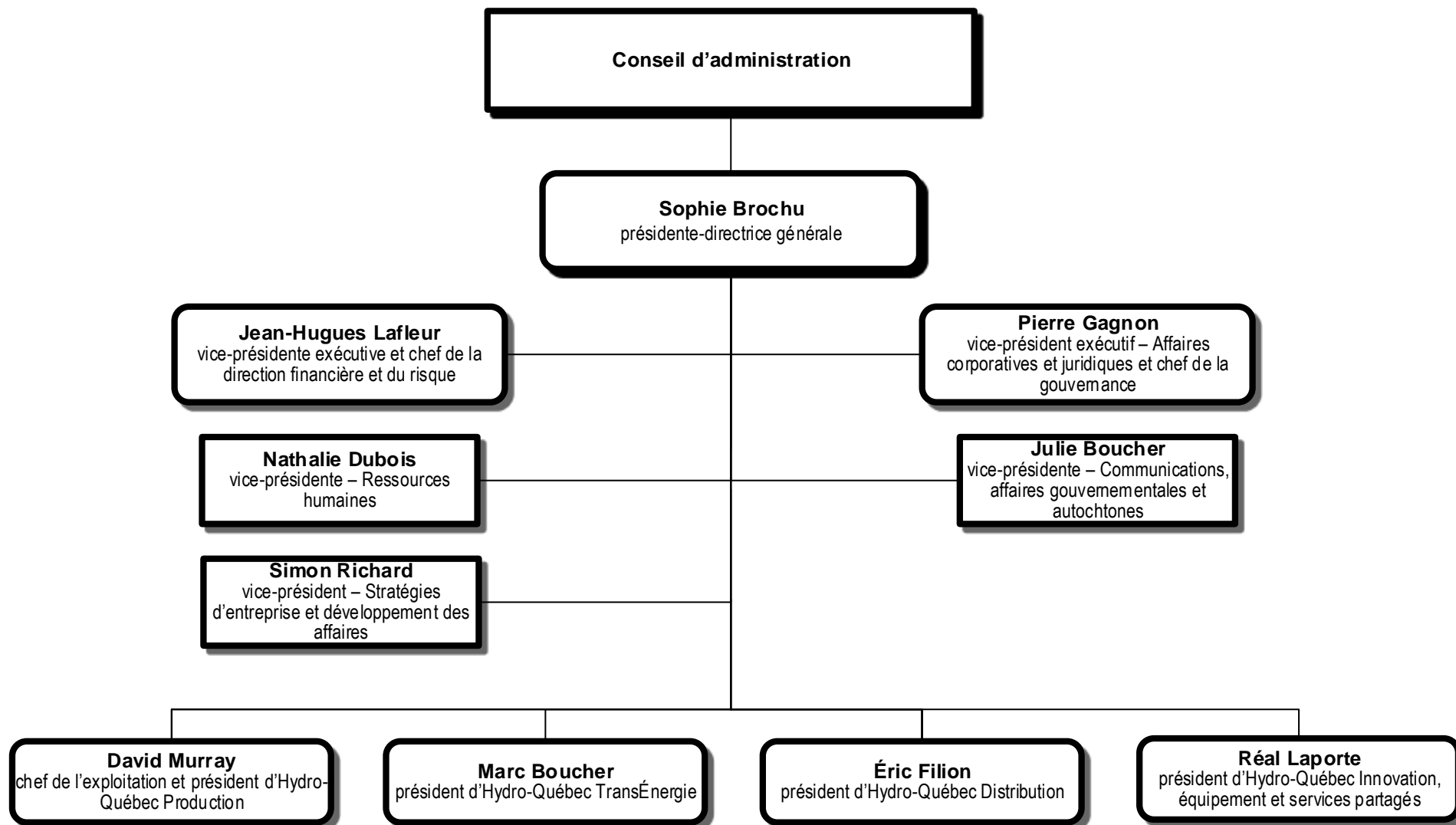
(Hydro Québec TransÉnergie, Hydro Québec, participations d'Hydro Québec)









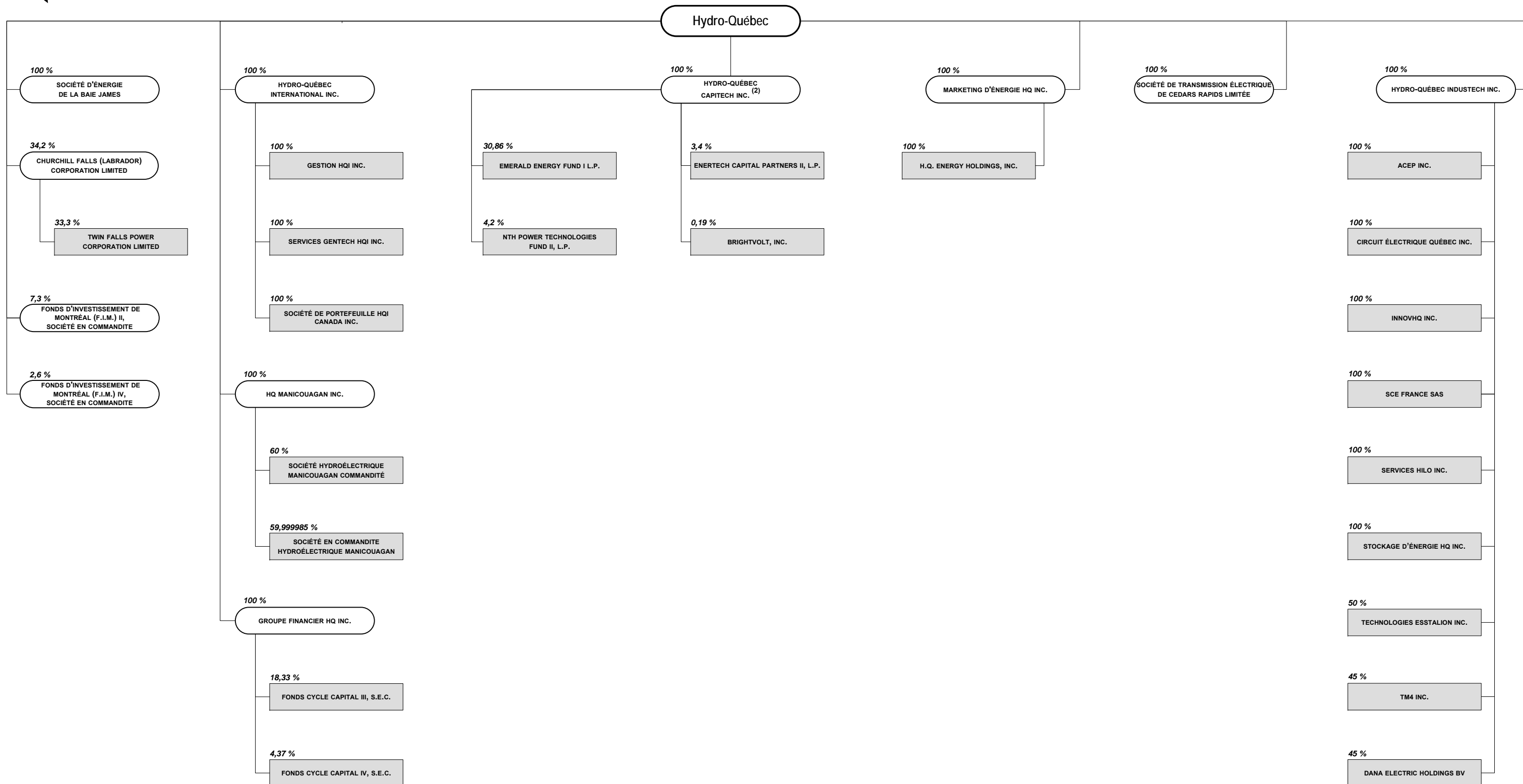






# Participations d'Hydro-Québec – 1<sup>er</sup> et 2<sup>e</sup> rangs<sup>(1)</sup>

au 31 décembre 2019



LÉGENDE		
	1 <sup>er</sup> rang	INC. : INCORPORÉE / INCORPORATED L.P. : LIMITED PARTNERSHIP LTÉE / LTD : LIMITÉE / LIMITED SAS : SOCIÉTÉ PAR ACTIONS SIMPLIFIÉE
	2 <sup>e</sup> rang	
(1) PARTICIPATIONS OPÉRANTES. (2) LE POURCENTAGE DE DÉTENTION DE TITRES DANS CHACUNE DES ENTREPRISES DU PORTEFEUILLE D'HYDRO-QUÉBEC CAPITECH INC. EST CALCULÉ SUR UNE BASE PLEINEMENT DILUÉE.		



## Annexe 2 Publications d'Hydro-Québec

Publication	Fréquence	Horizon
Rapport annuel Hydro-Québec 2019	annuelle	février 2020
Plan stratégique 2020-2024	fixée par le gouvernement	Novembre 2019
Rapport sur le développement durable 2019	annuelle	mai 2020
Rapport 18-K 2019	annuelle	mars 2020
Rapports trimestriels 2019	trimestrielle	
1 <sup>er</sup> trimestre		mai 2019
2 <sup>e</sup> trimestre		août 2019
3 <sup>e</sup> trimestre		novembre 2019

- 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>.