

**APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ ET  
OPTIONS TARIFAIRES D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE ET  
D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. SUIVI DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT .....</b>	<b>5</b>
<b>2. DÉTAIL DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT, BILAN RÉEL OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE ET TAUX DE PERTES DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>9</b>
2.1. Détail des sources d'approvisionnement .....	9
2.2. Bilan réel offre-demande en puissance lors de la pointe .....	9
2.3. Conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois de puissance à la pointe .....	9
2.4. Taux de pertes de distribution.....	10
<b>3. BILAN DE L'UTILISATION DE LA DISPENSE DE RECOURIR À LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES POUR LES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE COURT TERME .....</b>	<b>11</b>
3.1. Achats d'électricité en vertu de la dispense.....	11
3.2. Description des achats d'électricité effectués : produits, quantités et prix.....	11
<b>4. SUIVI DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE .....</b>	<b>15</b>
4.1. Bilan pour l'année financière 2020.....	15
4.2. Sommaire des hivers 2019-2020 et 2020-2021 .....	15
<b>5. SUIVI DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE.....</b>	<b>17</b>



## 1. SUIVI DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT

1 Cette section présente le suivi mensuel des approvisionnements pour chacun des contrats de  
2 long terme. Les contrats visés sont présentés selon les sources de production :

### 3 Hydroélectrique

- 4 • Hydro-Québec Production (350 MW) ;
- 5 • Hydro-Québec Production (250 MW) ;
- 6 • Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01
  - 7 ○ Hydro-Québec Production – Système de puissance HQP – 1,
  - 8 ○ Hydro-Québec Production – Système de puissance HQP – 2,
  - 9 ○ Hydro-Québec Production – Système de puissance HQP - 3 ;
- 10 • Petites centrales (PAE 2009-01)
  - 11 ○ Franquelin,
  - 12 ○ Pont-Arnaud,
  - 13 ○ Chute-Garneau,
  - 14 ○ Courbe du Sault, rivière Sheldrake,
  - 15 ○ Val-Jalbert,
  - 16 ○ Saint-Joachim,
  - 17 ○ Mistassini 11<sup>e</sup> Chute ;

### 18 Gaz

- 19 • TransCanada Energy ;

### 20 Cogénération

- 21 • Kruger #1;
- 22 • Rayonier #1;
- 23 • Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2009-01
  - 24 ○ Saint-Nicéphore,
  - 25 ○ Haute Yamaska - Rolland Thibault,
  - 26 ○ Saint-Thomas,
  - 27 ○ Québec-Énergie 2012 (St-Félicien),
  - 28 ○ Thurso ;
- 29 • Contrats découlant du programme d'achats PAE 2011-01 (à base de biomasse)
  - 30 ○ Renouvellement SF 2012 (Fibre),
  - 31 ○ Dolbeau,

- 1           ○ Gatineau,
- 2           ○ Windsor,
- 3           ○ Bromptonville #2 (Kruger),
- 4           ○ Rayonier #2,
- 5           ○ Thurso #2,
- 6           ○ Biomont,
- 7           ○ Chapais,
- 8           ○ Windsor TG2,
- 9           ○ Bell,
- 10          ○ Bell-2 (Boisaco),
- 11          ○ Bell-3 (Assinica) ;

12    Éolienne

- 13          • Bloc 1 (A/O 2003-02)
- 14           ○ Baie-des-Sables,
- 15           ○ L'Anse-à-Valleau,
- 16           ○ Carleton,
- 17           ○ Saint-Ulric / Saint-Léandre,
- 18           ○ Mont-Louis,
- 19           ○ Montagne Sèche,
- 20           ○ Gros-Morne (phases 1 et 2) ;
- 21          • Bloc 2 (A/O 2005-03)
- 22           ○ Le Plateau,
- 23           ○ De L'Érable,
- 24           ○ Des Moulins,
- 25           ○ St-Robert-Bellarmin,
- 26           ○ Montérégie,
- 27           ○ Massif du Sud,
- 28           ○ New Richmond,
- 29           ○ Seigneurie de Beauré 2,
- 30           ○ Seigneurie de Beauré 3,
- 31           ○ Seigneurie de Beauré 4,
- 32           ○ Lac Alfred (phases 1 et 2),
- 33           ○ Vents du Kempt,
- 34           ○ Mont-Rothery,
- 35           ○ Rivière-du-Moulin,

- 1                   ○ Témiscouata II ;
- 2           • Bloc 3 (A/O 2009-02)
- 3                   ○ Viger-Denonville,
- 4                   ○ Saint-Damase,
- 5                   ○ Le Plateau 2,
- 6                   ○ MRC de Témiscouata,
- 7                   ○ Du Granit,
- 8                   ○ La Mitis,
- 9                   ○ Saint-Philémon,
- 10                  ○ Frampton,
- 11                  ○ Côte-de-Beaupré,
- 12                  ○ Pierre-de-Saurel ;
- 13           • Bloc 4 (A/O 2013-01)
- 14                   ○ Ronceveaux,
- 15                   ○ Mont Sainte-Marguerite,
- 16                   ○ Nicolas Riou ;
- 17           • Décret D-191-2014
- 18                   ○ Mesgi'g Ugju's'n ;
- 19           • A/P 2015-01
- 20                   ○ Dune-du-Nord.

21 Les informations relatives aux contrats signés avec Hydro-Québec Production sont présentées  
22 au tableau 1. Celles relatives aux autres contrats sont déposées sous pli confidentiel.

**TABLEAU 1 :  
DÉTAIL DES APPROVISIONNEMENTS POUR LES CONTRATS DE LONG TERME**

	Quantités contractuelles		Quantités d'énergie (en GWh)		Montants facturés (en k\$)			Dommages, pénalités et autres	
	Puissance (en MW)	Énergie (en GWh)	Rendue disponible	Livrée	Puissance	Énergie	Total	en k\$	Commentaires
<b>Hydroélectrique</b>									
<b>Hydro-Québec Production (350MW)</b>		<b>2 889,9</b>	-	<b>3 074,4</b>	<b>34 048</b>	<b>161 071</b>	<b>195 119</b>	-	
Janvier	350,0	244,8	-	260,4	2 884	13 643	16 526		
Février	350,0	229,0	-	243,6	2 698	12 762	15 460		
Mars	350,0	244,4	-	260,1	2 884	13 624	16 508		
Avril	350,0	236,9	-	252,0	2 791	13 203	15 993		
Mai	350,0	244,8	-	260,4	2 884	13 643	16 526		
Juin	350,0	236,9	-	252,0	2 791	13 203	15 993		
Juillet	350,0	244,8	-	260,4	2 884	13 643	16 526		
Août	350,0	244,8	-	260,4	2 884	13 643	16 526		
Septembre	350,0	236,9	-	252,0	2 791	13 203	15 993		
Octobre	350,0	244,8	-	260,4	2 884	13 643	16 526		
Novembre	350,0	237,2	-	252,4	2 791	13 221	16 012		
Décembre	350,0	244,8	-	260,4	2 884	13 643	16 526		
<b>Hydro-Québec Production (250MW)</b>		<b>2 064,2</b>	-	<b>7,3</b>	<b>33 440</b>	<b>385</b>	<b>33 824</b>	-	
Janvier	250,0	174,8	-	1,8	2 832	93	2 925		
Février	250,0	163,6	-	4,5	2 650	239	2 888		
Mars	250,0	174,6	-	0,0	2 832	0	2 832		
Avril	250,0	169,2	-	0,0	2 741	0	2 741		
Mai	250,0	174,8	-	0,0	2 832	0	2 832		
Juin	250,0	169,2	-	0,0	2 741	0	2 741		
Juillet	250,0	174,8	-	0,0	2 832	0	2 832		
Août	250,0	174,8	-	0,0	2 832	0	2 832		
Septembre	250,0	169,2	-	0,0	2 741	0	2 741		
Octobre	250,0	174,8	-	0,0	2 832	0	2 832		
Novembre	250,0	169,4	-	0,0	2 741	0	2 741		
Décembre	250,0	174,8	-	1,0	2 832	53	2 885		
<b>Achat de puissance garantie (A/O 2015-01)</b>									
<b>Hydro-Québec Production :</b>									
<b>Système de puissance HQP-1</b>		<b>35,4</b>	-	<b>2,4</b>	<b>6 594</b>	<b>145</b>	<b>6 738</b>		
Janvier	100,0	9,0	-	0,7	557	42	600		
Février	100,0	8,4	-	1,7	521	103	624		
Mars	100,0	9,0	-	0,0	557	0	557		
Avril	100,0	0,0	-	0,0	539	0	539		
Mai	100,0	0,0	-	0,0	557	0	557		
Juin	100,0	0,0	-	0,0	539	0	539		
Juillet	100,0	0,0	-	0,0	557	0	557		
Août	100,0	0,0	-	0,0	557	0	557		
Septembre	100,0	0,0	-	0,0	539	0	539		
Octobre	100,0	0,0	-	0,0	557	0	557		
Novembre	100,0	0,0	-	0,0	539	0	539		
Décembre	100,0	9,0	-	0,0	570	0	570		
<b>Système de puissance HQP-2</b>		<b>70,8</b>	-	<b>4,8</b>	<b>23 078</b>	<b>290</b>	<b>23 367</b>		
Janvier	200,0	18,0	-	1,4	1 951	84	2 035		
Février	200,0	16,8	-	3,4	1 825	205	2 030		
Mars	200,0	18,0	-	0,0	1 951	0	1 951		
Avril	200,0	0,0	-	0,0	1 888	0	1 888		
Mai	200,0	0,0	-	0,0	1 951	0	1 951		
Juin	200,0	0,0	-	0,0	1 888	0	1 888		
Juillet	200,0	0,0	-	0,0	1 951	0	1 951		
Août	200,0	0,0	-	0,0	1 951	0	1 951		
Septembre	200,0	0,0	-	0,0	1 888	0	1 888		
Octobre	200,0	0,0	-	0,0	1 951	0	1 951		
Novembre	200,0	0,0	-	0,0	1 888	0	1 888		
Décembre	200,0	18,0	-	0,0	1 995	0	1 995		
<b>Système de puissance HQP-3</b>		<b>70,8</b>	-	<b>3,2</b>	<b>27 825</b>	<b>193</b>	<b>28 018</b>		
Janvier	200,0	18,0	-	0,2	2 352	12	2 364		
Février	200,0	16,8	-	3,0	2 200	181	2 381		
Mars	200,0	18,0	-	0,0	2 352	0	2 352		
Avril	200,0	0,0	-	0,0	2 276	0	2 276		
Mai	200,0	0,0	-	0,0	2 352	0	2 352		
Juin	200,0	0,0	-	0,0	2 276	0	2 276		
Juillet	200,0	0,0	-	0,0	2 352	0	2 352		
Août	200,0	0,0	-	0,0	2 352	0	2 352		
Septembre	200,0	0,0	-	0,0	2 276	0	2 276		
Octobre	200,0	0,0	-	0,0	2 352	0	2 352		
Novembre	200,0	0,0	-	0,0	2 276	0	2 276		
Décembre	200,0	18,0	-	0,0	2 406	0	2 406		



**2. DÉTAIL DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT,  
BILAN RÉEL OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE ET TAUX DE PERTES DE DISTRIBUTION**

1 Les sections suivantes présentent le détail des sources d'approvisionnement du Distributeur,  
2 le bilan réel offre-demande en puissance sur le réseau intégré lors de la pointe hivernale 2019-  
3 2020, la conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois de  
4 puissance à cette pointe ainsi que le taux de pertes de distribution.

**2.1. Détail des sources d'approvisionnement**

5 Les approvisionnements du Distributeur pour l'année 2020 s'élèvent à 183,86 TWh. Le  
6 tableau 2 présente la répartition des approvisionnements selon qu'ils proviennent  
7 d'Hydro-Québec Production ou des autres fournisseurs et selon qu'il s'agit d'énergie  
8 patrimoniale ou d'énergie postpatrimoniale.

**TABLEAU 2 :  
SOURCES D'APPROVISIONNEMENT (TWH)**

Hydro-Québec Production	Patrimonial	167,04
	Postpatrimonial <sup>1</sup>	2,92
Autres fournisseurs	Postpatrimonial <sup>2</sup>	13,89
<b>Total</b>		<b>183,86</b>

<sup>1</sup> Incluant l'entente-cadre, la dispense et le service d'intégration éolienne.

<sup>2</sup> Incluant la dispense.

**2.2. Bilan réel offre-demande en puissance lors de la pointe**

9 Le bilan réel offre-demande en puissance lors de la pointe hivernale 2019-2020, survenue le  
10 19 décembre 2019 figure au tableau 3.

**TABLEAU 3 :  
BILAN RÉEL OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR LORS DE LA POINTE (MW)**

<b>Besoins réguliers du Distributeur – réseau intégré</b>	<b>35 941</b>
<b>Approvisionnements (Offre)</b>	<b>35 941</b>
Approvisionnements patrimoniaux	33 871
Approvisionnements postpatrimoniaux	2 070

**2.3. Conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois  
de puissance à la pointe**

11 Le tableau 4 présente la conciliation des besoins réguliers du Distributeur en réseau intégré  
12 avec les besoins québécois en puissance lors de la pointe hivernale 2019-2020 survenue le  
13 19 décembre 2019.

**TABLEAU 4 :  
CONCILIATION DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR  
AVEC LES BESOINS QUÉBÉCOIS LORS DE LA POINTE (MW)**

Besoins québécois	36 160 <sup>1</sup>
- Besoins des réseaux voisins québécois	147
- Réseaux autonomes	72
= Besoins réguliers du Distributeur – Réseau intégré	35 941

- 1 L'écart entre les besoins québécois et les besoins réguliers du Distributeur provient des
- 2 livraisons du Producteur à Alcan et à La Compagnie Hydroélectrique Manicouagan ainsi que
- 3 des besoins des réseaux autonomes.

#### **2.4. Taux de pertes de distribution**

- 4 Le taux de pertes de distribution est de 2,7 % pour l'année 2020.

---

<sup>1</sup> La pointe de l'hiver 2019-2020 (36 160 MW) est survenue le 19 décembre 2019 à 19 h (donnée révisée depuis la publication du [Rapport annuel 2019 d'Hydro-Québec](#) qui indiquait plutôt 36 159 MW, page 98).

### 3. BILAN DE L'UTILISATION DE LA DISPENSE DE RECOURIR À LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES POUR LES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE COURT TERME

- 1 La dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de court  
2 terme constitue un outil important de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour  
3 faire face aux déséquilibres ponctuels, en raison d'aléas climatiques ou de pannes  
4 d'équipement de transport. Elle permet des ajustements fins à l'équilibre entre l'offre et la  
5 demande, minimisant ainsi l'utilisation de l'entente globale cadre.
- 6 Le Distributeur présente, dans cette pièce, le bilan de l'utilisation de la dispense en 2020<sup>2</sup>.

#### 3.1. Achats d'électricité en vertu de la dispense

- 7 En 2020, le Distributeur a réalisé des achats de court terme de 224 GWh. Il s'agit d'une  
8 diminution de 1 580 GWh par rapport aux achats réalisés en 2019. Cette diminution s'explique  
9 principalement par les températures plus douces durant les mois d'hiver 2020.
- 10 Le tableau 5 présente la répartition des achats de court terme par catégories de transaction.

**TABLEAU 5 :  
ACHATS DE COURT TERME EN 2020**

	<b>GWh</b>	<b>%</b>
Transactions bilatérales	196	88%
Day Ahead Market ( DAM )	18	8%
Temps réel ( RT )	10	4%
<b>Total</b>	<b>224</b>	<b>100%</b>

- 11 Les achats effectués sur les marchés en temps réel ont été requis pour alimenter la charge  
12 locale lors de travaux d'entretien demandés par le Transporteur, répondre à des événements  
13 affectant le réseau de transport et combler des déficits énergétiques non planifiés survenus à  
14 un horizon où le marché DAM et les transactions avec les contreparties n'étaient plus  
15 disponibles.

#### 3.2. Description des achats d'électricité effectués : produits, quantités et prix

- 16 Toutes les transactions effectuées sous dispense visaient l'acquisition de produits comportant  
17 des livraisons physiques dont les durées ne dépassaient pas trois mois, ce qui respecte la  
18 durée autorisée par la dispense.
- 19 Le tableau 6 présente la répartition des transactions bilatérales par types de produit. En 2020,  
20 toutes les transactions ont été effectuées pour des approvisionnements de trois jours ou  
21 moins.

---

<sup>2</sup> Puisque le coût de l'utilisation de l'entente globale cadre ne dépasse pas en 2020 le montant de 1,2 M\$ fixé par la Régie, le Distributeur ne présente pas de suivi à cet égard. Voir à cet effet la décision [D-2016-143](#), paragraphe 27.

**TABLEAU 6 :**  
**NOMBRE DE TRANSACTIONS BILATÉRALES PAR PRODUITS ACQUIS**  
**EN VERTU DE LA DISPENSE EN 2020**

Approvisionnement	Produit	Durée livraisons	T1	T2	T3	T4	Total
Journalier	Daily	3 jours et moins	47	0	0	1	<b>48</b>
Hebdomadaire	Weekly	4 à 7 jours	0	0	0	0	<b>0</b>
Mensuel	Monthly	8 à 30 jours	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>Total</b>			<b>47</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>48</b>

1 Le tableau 7 présente, de façon plus détaillée, les transactions par fournisseurs. Les prix  
 2 moyens des transactions bilatérales ont été moins élevés en 2020 qu'en 2019  
 3 (35,53 \$CAN/MWh vs 48,08 \$CAN/MWh).

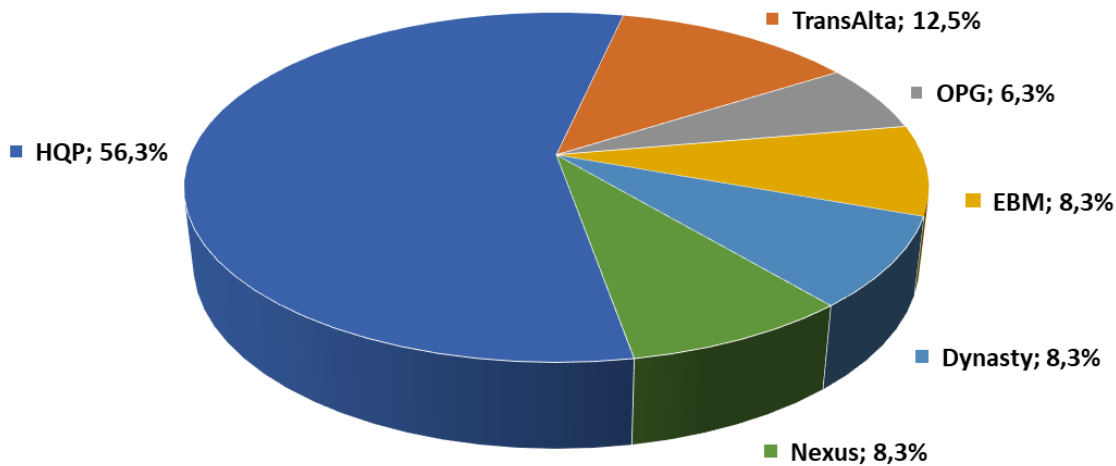
**TABLEAU 7 :**  
**SOMMAIRE DES TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ**  
**RÉALISÉES EN 2020 PAR FOURNISSEURS<sup>1</sup>**

Fournisseurs	Produits	Nombre de transactions	Quantités (MWh)	Prix (\$CAN/MWh)	Coûts (\$CAN)
Hydro-Québec Production	24 heures	18	92 200	37,13 \$	3 423 653 \$
Hydro-Québec Production	Pointe	6	9 300	35,59 \$	330 971 \$
Hydro-Québec Production	Hors pointe	3	38 250	27,32 \$	1 044 887 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	4	14 400	37,21 \$	535 800 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	Hors Pointe	2	16 400	28,24 \$	463 200 \$
Ontario Power Generation	24 heures	3	15 847	36,03 \$	571 008 \$
Énergie Brookfield Marketing SEC	24 heures	4	6 756	72,26 \$	488 180 \$
Dynasty Power Inc.	24 heures	1	600	59,40 \$	35 640 \$
Dynasty Power Inc.	Pointe	2	13	21,11 \$	264 \$
Dynasty Power Inc.	Hors Pointe	1	2 000	26,50 \$	53 000 \$
Nexus Energy Inc.	24 heures	2	600	51,66 \$	30 994 \$
Nexus Energy Inc.	Pointe	1	10	8,00 \$	80 \$
Nexus Energy Inc.	Hors pointe	1	10	32,35 \$	324 \$
<b>Total</b>		<b>48</b>	<b>196 386</b>	<b>35,53 \$</b>	<b>6 978 001 \$</b>

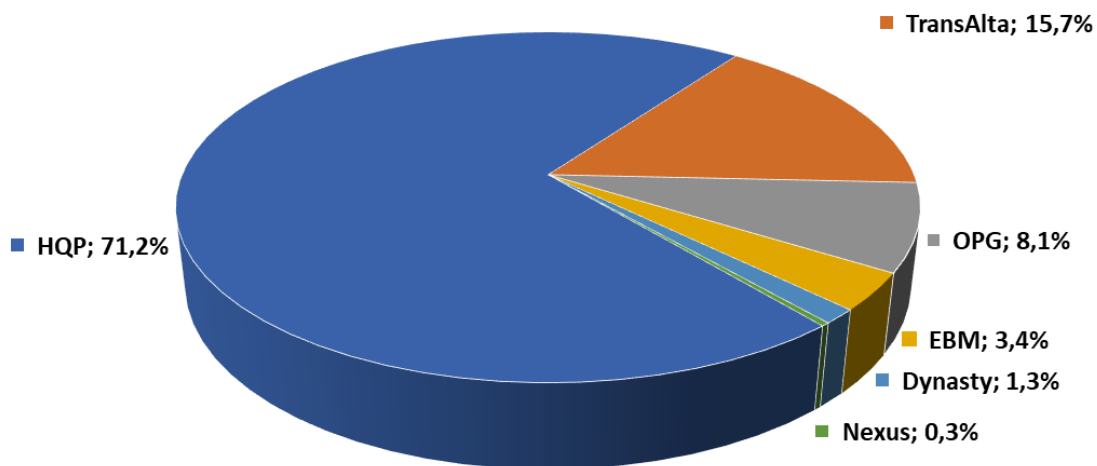
<sup>1</sup> Les transactions sont effectuées soit en \$ CAN, soit en \$ US. Aux fins de présentation, les montants et les prix unitaires sont exprimés en \$ CAN.

4 La figure 1 présente la répartition par fournisseurs du nombre de transactions bilatérales  
 5 d'achat en 2020. La figure 2 montre la répartition par fournisseurs des achats d'électricité  
 6 effectués au moyen de transactions bilatérales en 2020.

**FIGURE 1 :  
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DU NOMBRE DE  
TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT EN 2020**



**FIGURE 2 :  
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DES ACHATS D'ÉNERGIE EFFECTUÉS  
AU MOYEN DE TRANSACTIONS BILATÉRALES EN 2020**



1 Compte tenu de sa grande capacité de production et de sa facilité à moduler son offre,  
2 Hydro-Québec Production est plus enclin que les autres fournisseurs à offrir des quantités  
3 importantes, et ce, à un prix concurrentiel. Ainsi, chaque transaction effectuée auprès  
4 d'Hydro-Québec Production affichait un prix inférieur tant à celui des offres des autres  
5 contreparties qu'aux prix anticipés sur les bourses énergétiques accessibles.

6 En 2020, 56,3 % des transactions bilatérales ont été effectuées auprès d'Hydro-Québec  
7 Production (73 % en 2019). En volume d'énergie, ces transactions ont représenté 71,2 % des  
8 achats bilatéraux totaux en 2020 (85 % en 2019). Les températures douces de l'hiver 2020 et  
9 la pandémie due à la COVID-19 expliquent en grande partie cette diminution de la portion des  
10 achats effectués auprès d'Hydro-Québec Production.

11 Le tableau 8 présente le sommaire des transactions d'achat sur les bourses énergétiques.

**TABLEAU 8 :**  
**SOMMAIRE DES TRANSACTIONS D'ACHAT SUR LES BOURSES ÉNERGÉTIQUES EN 2020**

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix \$CAN/MWh
IESO	RT	6	6 350	26,19 \$
NY ISO	DAM	10	18 250	36,74 \$
NY ISO	RT	2	3 320	59,11 \$
<b>Total</b>		<b>18</b>	<b>27 920</b>	<b>37,00 \$</b>

12 Les conditions climatiques et de marché prévalant durant l'hiver 2020 expliquent les prix  
13 observés dans le tableau 8. Les prix sur les bourses énergétiques sont plus particulièrement  
14 influencés par le profil horaire des transactions nécessaires pour répondre aux besoins  
15 ponctuels d'énergie et, dans le cas des produits en temps réel (RT), par les événements se  
16 produisant sur les réseaux voisins. De plus, les prix de certaines transactions effectuées sur  
17 les bourses énergétiques afin d'assurer la fiabilité lors d'événements affectant le réseau de  
18 transport ont fait augmenter le prix moyen des transactions réalisées en provenance de  
19 certains marchés.

#### 4. SUIVI DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE

1 En 2020, seule la clientèle de grande puissance a eu recours aux options d'électricité  
 2 interruptible<sup>3</sup>.

3 Puisque ces options sont utilisées par le Distributeur pendant l'hiver, les résultats sont  
 4 présentés tant pour l'année financière 2020 que pour les hivers 2019-2020 et 2020-2021  
 5 (périodes du 1<sup>er</sup> décembre au 31 mars).

##### 4.1. Bilan pour l'année financière 2020

6 Le tableau 9 présente le sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la  
 7 clientèle de grande puissance.

**TABLEAU 9 :  
 SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE  
 CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE**

Mois	Option 1			Option 2			Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs <sup>1</sup>			Crédits versés (k\$)
	Nombre de client	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption/client	Nombre de client	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption/client	Nombre de client	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption/client	
Janvier 2020	26	0	0	0	0	0	0	0	0	2 963,6
Février 2020	26	0	0	0	0	0	0	0	0	2 818,9
Mars 2020	26	0	0	0	0	0	0	0	0	3 125,0
Décembre 2020	21	0	0	0	0	0	0	0	0	2 345,0
<b>Total</b>		0	0		0	0		0	0	11 252,5

<sup>1</sup> En vertu des articles 6.38 et 6.39 des *Tarif d'électricité d'Hydro-Québec*, l'option II pour la clientèle de moyenne puissance est également offerte à la clientèle de grande puissance.

8 Pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2020, des crédits de 11,3 M\$ ont été versés  
 9 aux clients participants.

##### 4.2. Sommaire des hivers 2019-2020 et 2020-2021

10 Le tableau 10 présente le sommaire des adhésions et de l'utilisation de l'ensemble des options  
 11 d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance au cours des deux périodes  
 12 d'hiver chevauchant l'année 2020.

<sup>3</sup> Options d'électricité interruptible autorisées par la Régie dans sa décision D-2014-156.

**TABLEAU 10 :**  
**SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE**  
**CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE**  
**HIVERS 2019-2020 ET 2020-2021**

	Hiver 2019-2020			Hiver 2021-2020		
	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs
Nombre de clients	26	0	0	21	0	0
MW effectifs (moyenne mensuelle)	877,9	0	0	760,4	0	0
Nombre d'appels	0	0	0	1	0	0
Nombre d'heures d'interruptions/clients	0	0	0	4	0	0
Crédits versés (k\$)	11 565,7			10 225,9		



**5. SUIVI DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE**

1 L'option d'électricité additionnelle, introduite en 2006<sup>4</sup>, permet aux clients de grande puissance  
 2 de consommer une quantité d'électricité au-delà de leur consommation normale afin de  
 3 répondre à une demande exceptionnelle, et ce, en dehors des heures de pointe du  
 4 Distributeur.

5 En 2020, 29 clients de grande puissance se sont prévalus de cette option pour un volume total  
 6 de 551,4 GWh, ce qui représente une diminution de consommation de 277,0 GWh, ou environ  
 7 33,4 %, comparativement à l'année 2019. Cette diminution s'explique par le ralentissement  
 8 généralisé de l'économie découlant de la pandémie de la Covid-19.

9 Cette option a permis de dégager, pour l'année 2020, un écart de revenus favorable de 9,2 M\$  
 10 comme le montre le tableau 11.

**TABLEAU 11 :  
 BILAN DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ANNÉE 2020**

Mois	Volume mensuel additionnel	Prix moyen de l'électricité additionnelle	Prix réel	Écart de prix	Écart de revenu total
	MWh	¢/kWh	¢/kWh	%	k\$
Janvier	71 873	4,67	2,91	60,48%	1 265
Février	72 648	4,67	2,95	58,31%	1 250
Mars	65 595	4,67	2,96	57,77%	1 122
Avril	21 092	4,67	3,03	54,13%	346
Mai	27 487	4,67	3,03	54,13%	451
Juin	15 104	4,67	3,03	54,13%	248
Juillet	15 780	4,67	3,03	54,13%	259
Août	21 478	4,67	3,03	54,13%	352
Septembre	31 773	4,67	3,03	54,13%	521
Octobre	52 947	4,67	3,03	54,13%	868
Novembre	64 722	4,67	3,03	54,13%	1 061
Décembre	90 900	4,67	3,03	54,13%	1 491
<b>Total</b>	<b>551 399</b>	<b>4,67</b>	<b>3,01</b>	<b>55,28%</b>	<b>9 233</b>

<sup>1</sup> Le prix réel correspond au résultat de la formule présentée à l'article 6.32 des *Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec* telle qu'elle a été reconnue par la Régie dans sa décision D-2015-018. Aux fins de présentation dans le rapport annuel, le nombre d'heures réel d'achat ainsi que le prix réel à la zone M du NYISO ont cependant été utilisés, plutôt que le nombre d'heures prévu et le coût évité en énergie pour la période, de façon à mieux refléter le prix réel du Distributeur.

<sup>4</sup> Décision [D-2006-34](#), pages 78 et 79.