

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

TABLE DES MATIÈRES

1. SUIVI DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT	5
2. DÉTAIL DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT, BILAN RÉEL OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE ET TAUX DE PERTES DE DISTRIBUTION	9
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
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	11
3.1. Description des achats d'électricité effectués par transactions bilatérales : produits, quantités et prix	11
3.2. Description des achats d'électricité effectués sur les bourses énergétiques	14
4. SUIVI DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE	15
4.1. Bilan pour l'année financière 2022	15
4.2. Sommaire des hivers 2021-2022 et 2022-2023	15
5. SUIVI DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE	17

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, dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur » ou
5 « HQP ») (350 MW) ;
- 6 • HQP (250 MW) ;
- 7 • Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01
 - 8 ○ HQP – Système de puissance HQP – 1,
 - 9 ○ HQP – Système de puissance HQP – 2,
 - 10 ○ HQP – Système de puissance HQP - 3 ;
- 11 • Petites centrales (PAE 2009-01)
 - 12 ○ Franquelin,
 - 13 ○ Pont-Arnaud,
 - 14 ○ Chute-Garneau,
 - 15 ○ Courbe du Sault, rivière Sheldrake,
 - 16 ○ Val-Jalbert,
 - 17 ○ Saint-Joachim,
 - 18 ○ Mistassini 11^e Chute ;

19 Gaz

- 20 • TransCanada Energy ;

21 Cogénération

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

- 1 ○ Dolbeau,
- 2 ○ Gatineau,
- 3 ○ Windsor,
- 4 ○ Bromptonville #2 (Kruger),
- 5 ○ Rayonier #2,
- 6 ○ Thurso #2,
- 7 ○ Valleyfield,
- 8 ○ Biomont,
- 9 ○ Chapais,
- 10 ○ Windsor TG2,
- 11 ○ Bell,
- 12 ○ Bell-2 (Boisaco),
- 13 ○ Bell-3 (Assinica),
- 14 ○ Bell-4 (Val-D'Or) ;

15 Éolienne

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

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

26 Les informations relatives à ces contrats sont présentées au tableau 1.

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)	FU	Énergie (en GWh)	Rendue disponible	Livrée	Puissance	Énergie	Total	en k\$	Commentaires
Hydroélectrique										
HQP (350MW)			2 882,0	-	3 066,0	35 423	167 121	202 544	-	
Janvier	350,0	94,0%	244,8	-	260,4	3 009	14 194	17 202		
Février	350,0	94,0%	221,1	-	235,2	2 717	12 820	15 538		
Mars	350,0	94,0%	244,4	-	260,1	3 009	14 175	17 183		
Avril	350,0	94,0%	236,9	-	252,0	2 912	13 736	16 647		
Mai	350,0	94,0%	244,8	-	260,4	3 009	14 194	17 202		
Juin	350,0	94,0%	236,9	-	252,0	2 912	13 736	16 647		
Juillet	350,0	94,0%	244,8	-	260,4	3 009	14 194	17 202		
Août	350,0	94,0%	244,8	-	260,4	3 009	14 194	17 202		
Septembre	350,0	94,0%	236,9	-	252,0	2 912	13 736	16 647		
Octobre	350,0	94,0%	244,8	-	260,4	3 009	14 194	17 202		
Novembre	350,0	94,0%	237,2	-	252,4	2 912	13 755	16 667		
Décembre	350,0	94,0%	244,8	-	260,4	3 009	14 194	17 202		
HQP (250MW)			2 058,6	-	319,3	34 791	17 616	52 407	-	
Janvier	250,0	94,0%	174,8	-	144,3	2 955	7 960	10 915		
Février	250,0	94,0%	157,9	-	84,5	2 669	4 663	7 332		
Mars	250,0	94,0%	174,6	-	22,8	2 955	1 255	4 210		
Avril	250,0	94,0%	169,2	-	7,7	2 860	422	3 282		
Mai	250,0	94,0%	174,8	-	0,0	2 955	0	2 955		
Juin	250,0	94,0%	169,2	-	0,0	2 860	0	2 860		
Juillet	250,0	94,0%	174,8	-	0,0	2 955	0	2 955		
Août	250,0	94,0%	174,8	-	0,0	2 955	0	2 955		
Septembre	250,0	94,0%	169,2	-	0,0	2 860	0	2 860		
Octobre	250,0	94,0%	174,8	-	0,0	2 955	0	2 955		
Novembre	250,0	94,0%	169,4	-	25,8	2 860	1 424	4 283		
Décembre	250,0	94,0%	174,8	-	34,3	2 955	1 893	4 848		
Achat de puissance garantie (AO 2015-01)										
HQP :										
Système de puissance HQP-1			35,1	-	37,0	6 858	2 325	9 184		
Janvier	100,0	12,1%	9,0	-	31,0	582	1 946	2 527		
Février	100,0	12,1%	8,1	-	3,4	525	213	739		
Mars	100,0	12,1%	9,0	-	0,0	582	0	582		
Avril	100,0			-	0,0	563	0	563		
Mai	100,0			-	0,0	582	0	582		
Juin	100,0			-	0,0	563	0	563		
Juillet	100,0			-	0,0	582	0	582		
Août	100,0			-	0,0	582	0	582		
Septembre	100,0			-	0,0	563	0	563		
Octobre	100,0			-	0,0	582	0	582		
Novembre	100,0			-	0,0	563	0	563		
Décembre	100,0	12,1%	9,0	-	2,6	593	166	760		
Système de puissance HQP-2			70,2	-	74,0	24 004	4 651	28 655		
Janvier	200,0	12,1%	18,0	-	63,6	2 035	3 992	6 027		
Février	200,0	12,1%	16,2	-	5,2	1 838	326	2 165		
Mars	200,0	12,1%	18,0	-	0,0	2 035	0	2 035		
Avril	200,0			-	0,0	1 970	0	1 970		
Mai	200,0			-	0,0	2 035	0	2 035		
Juin	200,0			-	0,0	1 970	0	1 970		
Juillet	200,0			-	0,0	2 035	0	2 035		
Août	200,0			-	0,0	2 035	0	2 035		
Septembre	200,0			-	0,0	1 970	0	1 970		
Octobre	200,0			-	0,0	2 035	0	2 035		
Novembre	200,0			-	0,0	1 970	0	1 970		
Décembre	200,0	12,1%	18,0	-	5,2	2 076	333	2 409		
Système de puissance HQP-3			70,2	-	73,8	28 942	4 638	33 580		
Janvier	200,0	12,1%	18,0	-	63,2	2 454	3 967	6 421		
Février	200,0	12,1%	16,2	-	5,8	2 216	364	2 580		
Mars	200,0	12,1%	18,0	-	0,0	2 454	0	2 454		
Avril	200,0			-	0,0	2 375	0	2 375		
Mai	200,0			-	0,0	2 454	0	2 454		
Juin	200,0			-	0,0	2 375	0	2 375		
Juillet	200,0			-	0,0	2 454	0	2 454		
Août	200,0			-	0,0	2 454	0	2 454		
Septembre	200,0			-	0,0	2 375	0	2 375		
Octobre	200,0			-	0,0	2 454	0	2 454		
Novembre	200,0			-	0,0	2 375	0	2 375		
Décembre	200,0	12,1%	18,0	-	4,8	2 503	307	2 810		

1 Les informations relatives aux autres contrats sont déposées sous pli confidentiel.

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
 3 2021-2022, 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 2022 s'élèvent à 193,95 TWh. Le
 6 tableau 2 présente la répartition des approvisionnements selon qu'ils proviennent du
 7 Producteur ou des autres fournisseurs et selon qu'il s'agit d'énergie patrimoniale ou d'énergie
 8 postpatrimoniale.

**TABLEAU 2 :
 SOURCES D'APPROVISIONNEMENT (TWh)¹**

HQP	Patrimonial	172,02
	Postpatrimonial ²	6,56
Autres fournisseurs	Postpatrimonial ³	15,36
Total		193,95

¹ Le total est calculé à partir des quantités non arrondies.

² Incluant l'entente globale cadre, la dispense et le service d'intégration éolienne.

³ 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 2021-2022, survenue le
 10 11 janvier 2022, est présenté au tableau 3.

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

Besoins réguliers du Distributeur – réseau intégré	40 327
Approvisionnements (Offre)	40 327
Approvisionnements patrimoniaux	33 034
Approvisionnements postpatrimoniaux	7 293

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 2021-2022 survenue le
 13 11 janvier 2022.

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

Besoins québécois	40 537 MW ¹
- Besoins des réseaux voisins québécois	138 MW
- Réseaux autonomes	72 MW
= Besoins réguliers du Distributeur – Réseau intégré	40 327 MW

- 1 L'écart entre les besoins québécois et les besoins réguliers du Distributeur provient des livraisons du Producteur à La Compagnie Hydroélectrique Manicouagan ainsi que 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 2022.

¹ La pointe de l'hiver 2021-2022 (40 537 MW) est survenue le 11 janvier 2022 à 18 h ([Rapport annuel 2021 d'Hydro-Québec](#), page 101).

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 les dépassements à couvrir par l'entente globale cadre².

6 Le Distributeur présente, dans cette section, le bilan de l'utilisation de la dispense en 2022.

7 En 2022, le Distributeur a réalisé des achats de court terme de 4 447 GWh. Il s'agit d'une
 8 augmentation de 4 081 GWh par rapport aux achats réalisés en 2021. Cette augmentation
 9 s'explique par la hausse des besoins réguliers du Distributeur (d'environ 6 % à près de 18 %
 10 sur une base mensuelle) observée pour chacun des mois de janvier, février et mars 2022 par
 11 rapport aux mêmes mois de 2021, découlant notamment des vagues de froid que le Québec
 12 a connues au début de 2022.

13 Le tableau 5 présente la répartition des achats de court terme par catégories de transaction et
 14 les sous-sections en donnent la description.

**TABLEAU 5 :
 ACHATS DE COURT TERME EN 2022**

	GWh	%
Transactions bilatérales	2 967	67%
Day Ahead Market (DAM)	772	17%
Temps réel (RT)	708	16%
Total	4 447	100%

3.1. Description des achats d'électricité effectués par transactions bilatérales : produits, quantités et prix

15 Toutes les transactions effectuées sous dispense visaient l'acquisition de produits comportant
 16 des livraisons physiques dont les durées ne dépassaient pas trois mois, ce qui respecte la
 17 durée autorisée par la dispense.

18 Le tableau 6 présente la répartition des transactions bilatérales par types de produit. En 2022,
 19 toutes les transactions ont été effectuées pour des approvisionnements de sept jours ou
 20 moins. La croissance des besoins réguliers du Distributeur durant le premier trimestre de 2022
 21 comparativement au même trimestre de 2021 a mené à une augmentation du nombre de
 22 transactions. Près de la moitié des transactions durant le premier trimestre de 2022 ont été

² En 2022, le coût de l'utilisation de l'entente globale cadre est de 4,6 M\$, ce qui dépasse le montant de 1,2 M\$ fixé par la Régie dans sa décision [D-2016-143](#), paragraphe 27. Voir les raisons justifiant ce dépassement dans le Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2022 déposé en suivi de D-2019-169.

- 1 effectuées en janvier. L'année 2022 a été marquée par un total de 157 transactions bilatérales
 2 comparativement à l'année 2021 où il y en a eu un total de 33.

TABLEAU 6 :
NOMBRE DE TRANSACTIONS BILATÉRALES PAR PRODUITS ACQUIS
EN VERTU DE LA DISPENSE EN 2022

Approvisionnement	Produit	Durée livraisons	T1	T2	T3	T4	Total
Journalier	Daily	3 jours et moins	108	6	0	39	153
Hebdomadaire	Weekly	4 à 7 jours	4	0	0	0	4
Mensuel	Monthly	8 à 30 jours	0	0	0	0	0
Total			112	6	0	39	157

- 3 Le tableau 7 présente de façon plus détaillée les transactions par fournisseur. Les prix moyens
 4 des transactions bilatérales ont été plus élevés en 2022 qu'en 2021 (75,82 \$CAN/MWh
 5 comparativement à 42,89 \$CAN/MWh). Le prix moyen a augmenté pour chacun des
 6 fournisseurs. Environ 80 % des quantités (MWh) ont été acquises durant le premier trimestre
 7 et ces quantités surpassent les quantités achetées durant toute l'année 2021.

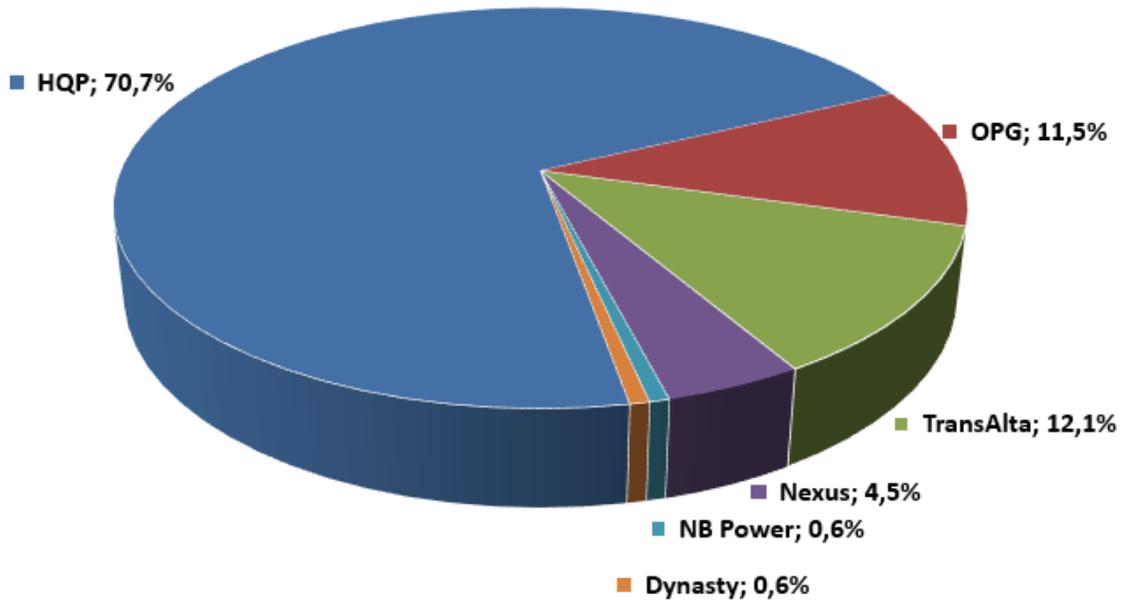
TABLEAU 7 :
SOMMAIRE DES TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ
RÉALISÉES EN 2022, PAR FOURNISSEURS¹

Fournisseurs	Produits	Nombre de transactions	Quantités (MWh)	Prix (\$CAN/MWh)	Coûts (\$CAN)
Hydro-Québec Production	24 heures	111	2 736 905	74,82 \$	204 762 295
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	19	55 500	50,49 \$	2 802 376
Ontario Power Generation	24 heures	18	148 862	104,15 \$	15 503 456
New Brunswick Power Generation	Pointe	1	1 900	214,05 \$	406 693
Dynasty Power Inc.	24 heures	1	2 400	57,50 \$	138 000
Nexus Energy Inc.	24 heures	7	21 300	63,06 \$	1 343 158
Total		157	2 966 867	75,82 \$	224 955 978 \$

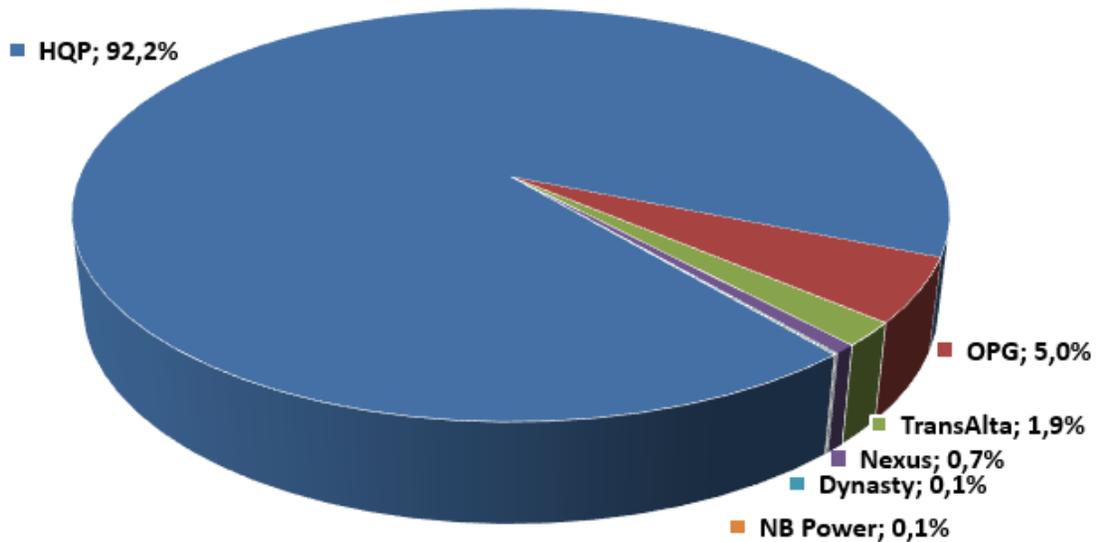
¹ Les transactions sont effectuées soit en \$ CAN, soit en \$ US. Aux fins de présentation, les montants et les prix unitaires sont exprimés en \$ CAN.

- 8 La figure 1 présente la répartition par fournisseurs du nombre de transactions bilatérales
 9 d'achat en 2022. La figure 2 montre la répartition par fournisseurs des quantités d'énergie
 10 achetées au moyen de transactions bilatérales en 2022.

**FIGURE 1 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DU NOMBRE DE
TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT EN 2022**



**FIGURE 2 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DES ACHATS D'ÉNERGIE EFFECTUÉS
AU MOYEN DE TRANSACTIONS BILATÉRALES EN 2022**



1 Compte tenu de sa capacité et de sa flexibilité de production, le Producteur est plus enclin que
 2 les autres fournisseurs à offrir des quantités importantes et à moduler son offre à des prix
 3 concurrentiels. Ainsi, chaque transaction effectuée auprès du Producteur affichait un prix

1 inférieur tant à ceux des offres des autres contreparties qu'aux prix anticipés sur les bourses
2 énergétiques accessibles.

3 En 2022, 70,7 % des transactions bilatérales ont été effectuées auprès du Producteur
4 (comparativement à 60,6 % en 2021). En volume d'énergie, ces transactions ont représenté
5 92,2 % des achats bilatéraux totaux en 2022 (comparativement à 82,6 % en 2021). Cette
6 augmentation des achats effectués auprès du Producteur s'explique en grande partie par une
7 hausse des besoins, principalement en janvier, mais aussi en février et en mars 2022.

3.2. Description des achats d'électricité effectués sur les bourses énergétiques

8 Le tableau 8 présente le sommaire des transactions d'achat sur les bourses énergétiques. Il
9 est à noter qu'environ 93 % des quantités ont été achetées durant le premier trimestre de
10 2022, surpassant l'ensemble des quantités achetées pour l'année 2021.

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

TABLEAU 8 :
SOMMAIRE DES TRANSACTIONS D'ACHAT SUR LES BOURSES ÉNERGÉTIQUES EN 2022

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix \$CAN/MWh
IESO	RT	62	625 583	86,83 \$
NY ISO	RT	12	82 412	280,92 \$
NY ISO	DAM	83	745 919	162,40 \$
NE ISO	DAM	13	24 229	240,72 \$
NB ISO	DAM	7	2 250	278,09 \$
Total		177	1 480 393	138,52 \$

16 Les prix sur les marchés pour l'hiver 2022, plus précisément lors des mois de janvier à mars
17 2022, ont été significativement plus élevés que ceux des mêmes mois en 2021. Les prix sur
18 les bourses énergétiques ont été influencés par les conditions climatiques, par les profils
19 horaires des transactions requises pour répondre aux besoins ponctuels d'énergie, par les
20 activités et les événements sur les réseaux voisins pour les produits en temps réel et par les
21 prix du gaz et du pétrole, qui ont augmenté en début d'année 2022 en lien avec la tension et
22 le conflit entre l'Ukraine et la Russie.

4. SUIVI DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE³

1 En 2022, seule la clientèle de grande puissance a eu recours aux options d'électricité
2 interruptible.

3 Puisque ces options sont utilisées par le Distributeur pendant l'hiver, les résultats sont
4 présentés tant pour l'année financière 2022 que pour les hivers 2021-2022 et 2022-2023
5 (périodes du 1^{er} décembre au 31 mars).

4.1. Bilan pour l'année financière 2022

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
POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE EN 2022**

Mois	Option 1			Option 2			Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs ¹			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 2022	23	7	33	0	0	0	0	0	0	8 068,1
Février 2022	23	1	5	0	0	0	0	0	0	3 296,7
Mars 2022	23	0	0	0	0	0	0	0	0	2 789,1
Décembre 2022	15	0	0	0	0	0	0	0	0	2 251,1
Total		8	38		0	0	0	0	0	16 405,0

¹ 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^{er} janvier au 31 décembre 2022, des crédits de 16,4 M\$ ont été versés
9 aux clients participants.

4.2. Sommaire des hivers 2021-2022 et 2022-2023

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 2022.

³ Options d'électricité interruptible autorisées par la Régie dans sa décision D-2014-156. À noter que, comme indiqué dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032, Hydro-Québec a élaboré des projets pilotes qui ont été mis en place auprès de la clientèle industrielle, dès l'hiver 2022-2023 pour tester de nouvelles modalités innovantes auprès d'une diversité de clients. Ces projets pilotes pourraient conduire à la proposition de nouveaux programmes ou options tarifaires lors du recalibrage des tarifs au 1^{er} avril 2025 (voir le dossier R-4210-2022, pièce HQD-2, document 3 révisée ([B-0020](#)), page 70).

TABLEAU 10 :
SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE
(HIVERS 2021-2022 ET 2022-2023)

	Hiver 2021-2022			Hiver 2022-2023		
	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	23	0	0	15	0	0
MW effectifs (moyenne mensuelle)	802 ¹	0	0	713	0	0
Nombre d'appels	8	0	0	3	0	0
Nombre d'heures d'interruptions/clients	38	0	0	14	0	0
Crédits versés (k\$)	16 784 ¹			11 616		

¹ Données finales révisées depuis le dernier rapport déposé en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2021.

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

1 L'option d'électricité additionnelle, introduite en 2006⁴, 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 2022, 29 clients de grande puissance se sont prévalus de cette option pour un volume total
 6 de 871,4 GWh, ce qui représente une diminution de consommation de 88 GWh, ou environ
 7 9 %, comparativement à l'année 2021.

8 Cette option a permis de dégager, pour l'année 2022, un écart de revenus favorable de 100 k\$
 9 comme le présente le tableau 11.

TABLEAU 11 :
BILAN DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ANNÉE 2022

Mois	Volume mensuel additionnel	Prix moyen de l'électricité additionnelle	Prix réel	Écart de prix	Écart de revenu total
	MWh	¢/kWh	¢/kWh	%	k\$
Janvier	78 496	4,707	11,617	(59,48%)	(5 424)
Février	90 659	4,707	7,683	(38,73%)	(2 698)
Mars	89 930	4,707	4,026	16,93%	613
Avril	92 364	4,787	3,112	53,84%	1 547
Mai	61 461	4,787	3,092	54,79%	1 041
Juin	55 351	4,787	3,092	54,79%	938
Juillet	45 579	4,787	3,092	54,79%	772
Août	34 714	4,787	3,092	54,79%	588
Septembre	61 755	4,787	3,092	54,79%	1 046
Octobre	72 713	4,787	3,092	54,79%	1 232
Novembre	95 921	4,787	3,211	49,10%	1 512
Décembre	92 428	5,910	7,065	(16,34%)	(1 067)
	871 371	4,882	4,871	0,24%	100

¹ 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 ce suivi, 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.

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