

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	10
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	10
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	13
4. Suivi des options d'électricité interruptible pour les clientèles de moyenne et de grande puissance ...	14
4.1. Bilan pour l'année financière 2024	14
4.2. Sommaires des hivers 2023-2024 et 2024-2025	14
5. Suivi de l'option d'électricité additionnelle pour la clientèle de grande puissance	15

Liste des figures

Figure 1 Répartition par fournisseur du nombre de transactions bilatérales d'achat en 2024	12
Figure 2 Répartition par fournisseur des achats d'énergie effectués au moyen de transactions bilatérales en 2024	13

Liste des tableaux

Tableau 1 Détail des approvisionnements pour les contrats de long terme	8
Tableau 2 Sources d'approvisionnement (TWh) ¹	9
Tableau 3 Bilan réel offre-demande en puissance du Distributeur lors de la pointe (MW)	9
Tableau 4 Conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois lors de la pointe (MW)	10
Tableau 5 Achats de court terme en 2024	11
Tableau 6 Nombre de transactions bilatérales par produits acquis en vertu de la dispense en 2024	11
Tableau 7 Sommaire des transactions bilatérales d'achat d'électricité réalisées en 2024, par fournisseur ¹	12
Tableau 8 Sommaire des transactions d'achat sur les bourses énergétiques en 2024	13
Tableau 9 Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance en 2024	14
Tableau 10 Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance (Hivers 2023-2024 et 2024-2025)	15
Tableau 11 Bilan de l'option d'électricité additionnelle pour l'année 2024	16

1. Suivi des contrats d'approvisionnement

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

Hydroélectrique

- Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur » ou « HQP ») (350 MW) ;
- HQP (250 MW) ;
- Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01
 - HQP – Système de puissance HQP – 1,
 - HQP – Système de puissance HQP – 2,
 - HQP – Système de puissance HQP - 3 ;
- Petites centrales (PAE 2009-01)
 - Franquelin,
 - Pont-Arnaud,
 - Chute-Garneau,
 - Courbe du Sault, rivière Sheldrake,
 - Val-Jalbert,
 - Saint-Joachim,
 - Mistassini 11^e Chute ;

Gaz

- TransCanada Energy ;

Cogénération

- Kruger #1 ;
- Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2009-01
 - Saint-Nicéphore,
 - Haute Yamaska - Roland Thibault,
 - Kruger #3 (Saint-Thomas),
 - Québec-Énergie 2012 (St-Félicien),
 - Thurso ;
- Contrats découlant du programme d'achats PAE 2011-01 (à base de biomasse)
 - Renouveau SF 2012 (Fibre),
 - Dolbeau,
 - Gatineau,

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

13 Éolienne

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

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

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)	nb jours	nb heures	FU	Énergie (en GWh)	Rendue disponible	Livree	Puissance	Énergie	Total	en k\$	Commentaires
Hydroélectrique											
Hydro-Québec Production (350MW)				2 882,0	-	3 297,6	36 954	191 332	228 186	-	
Janvier	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	483,6	3 122	31 751	34 872	
Février	350,0	28	672	94,0%	221,1	-	243,6	2 820	13 815	16 735	
Mars	350,0	31	743	94,0%	244,4	-	260,1	3 122	14 747	17 869	
Avril	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	3 021	14 291	17 312	
Mai	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 122	14 767	17 889	
Juin	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	3 021	14 291	17 312	
Juillet	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 122	14 767	17 889	
Août	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 122	14 767	17 889	
Septembre	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	3 021	14 291	17 312	
Octobre	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 122	14 767	17 889	
Novembre	350,0	30	721	94,0%	237,2	-	252,4	3 021	14 311	17 332	
Décembre	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 122	14 767	17 889	
Hydro-Québec Production (250MW)				2 058,6	-	71,8	36 196	4 119	40 315	-	
Janvier	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	60,5	3 066	3 473	6 539	
Février	250,0	28	672	94,0%	157,9	-	0,0	2 888	0	2 888	
Mars	250,0	31	743	94,0%	174,8	-	0,0	3 066	0	3 066	
Avril	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	0,0	2 987	0	2 987	
Mai	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 066	0	3 066	
Juin	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	0,0	2 987	0	2 987	
Juillet	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 066	0	3 066	
Août	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 066	0	3 066	
Septembre	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	0,0	2 987	0	2 987	
Octobre	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 066	0	3 066	
Novembre	250,0	30	721	94,0%	169,4	-	0,0	2 987	0	2 987	
Décembre	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	11,3	3 068	646	3 712	
Achat de puissance garantie (A/O 2016-01)											
Hydro-Québec Production :											
Système de puissance HQP-1				35,1	-	7,6	7 137	497	7 634		
Janvier	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	7,0	603	457	1 060	
Février	100,0	28	672	12,1%	8,1	-	0,0	564	0	564	
Mars	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	0,0	603	0	603	
Avril	100,0	30				-	0,0	594	0	594	
Mai	100,0	31				-	0,0	603	0	603	
Juin	100,0	30				-	0,0	594	0	594	
Juillet	100,0	31				-	0,0	603	0	603	
Août	100,0	31				-	0,0	603	0	603	
Septembre	100,0	30				-	0,0	594	0	594	
Octobre	100,0	31				-	0,0	603	0	603	
Novembre	100,0	30				-	0,0	594	0	594	
Décembre	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	0,6	617	40	657	
Système de puissance HQP-2				70,2	-	16,8	24 980	1 099	26 079		
Janvier	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	15,6	2 112	1 019	3 130	
Février	200,0	28	672	12,1%	16,2	-	0,0	1 975	0	1 975	
Mars	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	0,0	2 112	0	2 112	
Avril	200,0	30				-	0,0	2 044	0	2 044	
Mai	200,0	31				-	0,0	2 112	0	2 112	
Juin	200,0	30				-	0,0	2 044	0	2 044	
Juillet	200,0	31				-	0,0	2 112	0	2 112	
Août	200,0	31				-	0,0	2 112	0	2 112	
Septembre	200,0	30				-	0,0	2 044	0	2 044	
Octobre	200,0	31				-	0,0	2 112	0	2 112	
Novembre	200,0	30				-	0,0	2 044	0	2 044	
Décembre	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	1,2	2 180	80	2 240	
Système de puissance HQP-3				70,2	-	16,8	30 119	1 099	31 217		
Janvier	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	15,6	2 546	1 019	3 565	
Février	200,0	28	672	12,1%	16,2	-	0,0	2 382	0	2 382	
Mars	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	0,0	2 546	0	2 546	
Avril	200,0	30				-	0,0	2 464	0	2 464	
Mai	200,0	31				-	0,0	2 546	0	2 546	
Juin	200,0	30				-	0,0	2 464	0	2 464	
Juillet	200,0	31				-	0,0	2 546	0	2 546	
Août	200,0	31				-	0,0	2 546	0	2 546	
Septembre	200,0	30				-	0,0	2 464	0	2 464	
Octobre	200,0	31				-	0,0	2 546	0	2 546	
Novembre	200,0	30				-	0,0	2 464	0	2 464	
Décembre	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	1,2	2 604	80	2 684	

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 2023-2024, la conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois
 4 de 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 2024 s'élèvent à 189,34 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	171,64
	Postpatrimonial ²	4,78
Autres fournisseurs	Postpatrimonial ³	12,92
Total		189,34

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 2023-2024, survenue le
 10 19 janvier 2024, 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	36 135
Approvisionnements (Offre)	36 135
Approvisionnements patrimoniaux	30 690
Approvisionnements postpatrimoniaux	5 445

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

1 Le tableau 4 présente la conciliation des besoins réguliers du Distributeur en réseau intégré
2 avec les besoins québécois en puissance lors de la pointe hivernale 2023-2024 survenue le
3 19 janvier 2024.

Tableau 4
Conciliation des besoins réguliers du Distributeur
avec les besoins québécois lors de la pointe (MW)

Besoins québécois	36 346 MW ¹
- Besoins des réseaux voisins québécois	142 MW
- Réseaux autonomes	69 MW
= Besoins réguliers du Distributeur – Réseau intégré	36 135 MW

¹ La pointe de l'hiver 2023-2024 (36 346 MW) est survenue le 19 janvier 2024 à 8 h (Rapport annuel 2024 d'Hydro-Québec, page 67).

4 L'écart entre les besoins québécois et les besoins réguliers du Distributeur provient des
5 livraisons du Producteur pour des engagements d'échange envers des tiers ainsi que des
6 besoins des réseaux autonomes.

2.4. Taux de pertes de distribution

7 Le taux de pertes de distribution est de 2,3 % pour l'année 2024.

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

8 La dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de court
9 terme constitue un outil important de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour
10 faire face aux déséquilibres ponctuels, en raison d'aléas climatiques ou de pannes
11 d'équipement de transport. Elle permet des ajustements fins à l'équilibre entre l'offre et la
12 demande, minimisant ainsi les dépassements à couvrir par l'entente globale cadre¹.

13 Le Distributeur présente, dans cette section, le bilan de l'utilisation de la dispense en 2024.

14 En 2024, le Distributeur a réalisé des achats de court terme de 464 GWh. Il s'agit d'une baisse
15 de 577 GWh par rapport aux achats réalisés en 2023. Cette diminution s'explique par la baisse
16 observée des besoins réguliers du Distributeur pour les mois d'hiver de 2024 (particulièrement
17 pour février et mars avec une baisse d'environ 4 % sur une base mensuelle).

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

¹ En 2024, le coût de l'utilisation de l'entente globale cadre est de 0,3 M\$, ce qui ne dépasse pas le montant de 1,2 M\$ fixé par la Régie dans sa décision [D-2016-143](#), paragraphe 27.

Tableau 5
Achats de court terme en 2024

	GWh	%
Transactions bilatérales	451	97%
Day Ahead Market (DAM)	5	1%
Temps réel (RT)	8	2%
Total	464	100%

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

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

Le tableau 6 présente la répartition des transactions bilatérales par types de produit. En 2024, toutes les transactions ont été effectuées pour des approvisionnements de trois jours ou moins. La décroissance des besoins réguliers du Distributeur durant le premier trimestre de 2024 comparativement au même trimestre de 2023 a mené à une diminution du nombre de transactions. La majorité des transactions de 2024 a été effectuée au premier trimestre. L'année 2024 a été marquée par un total de 23 transactions bilatérales comparativement à l'année 2023 où il y en a eu 65.

Tableau 6
Nombre de transactions bilatérales par produits acquis en vertu de la dispense en 2024

Approvisionnement	Produit	Durée livraisons	T1	T2	T3	T4	Total
Journalier	Daily	3 jours et moins	21	0	0	2	23
Hebdomadaire	Weekly	4 à 7 jours	0	0	0	0	0
Mensuel	Monthly	8 à 30 jours	0	0	0	0	0
Total			21	0	0	2	23

Le tableau 7 présente de façon plus détaillée les transactions par fournisseur. Les prix moyens des transactions bilatérales ont été plus élevés en 2024 qu'en 2023 (76,38 \$CAN/MWh comparativement à 51,07 \$CAN/MWh). Le prix moyen a augmenté pour chacun des fournisseurs. Soixante-seize pour cent (76 %) des quantités (MWh) de 2024 ont été acquises durant le premier trimestre et ces quantités représentent 48 % des quantités achetées durant le premier trimestre de l'année 2023.

Tableau 7
Sommaire des transactions bilatérales d'achat d'électricité
réalisées en 2024, par fournisseur¹

Fournisseurs	Produits	Nombre de transactions	Quantités (MWh)	Prix (\$CAN/MWh)	Coûts (\$CAN)
Hydro-Québec Production	24 heures	20	437 850	77,06 \$	33 739 092
Ontario Power Generation	24 heures	3	12 960	53,44 \$	692 640
Total		23	450 810	76,38 \$	34 431 732 \$

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.

- 1 La figure 1 présente la répartition par fournisseur du nombre de transactions bilatérales d'achat
- 2 en 2024. La figure 2 montre la répartition par fournisseur des quantités d'énergie achetées au
- 3 moyen de transactions bilatérales en 2024.

Figure 1
Répartition par fournisseur du nombre de
transactions bilatérales d'achat en 2024

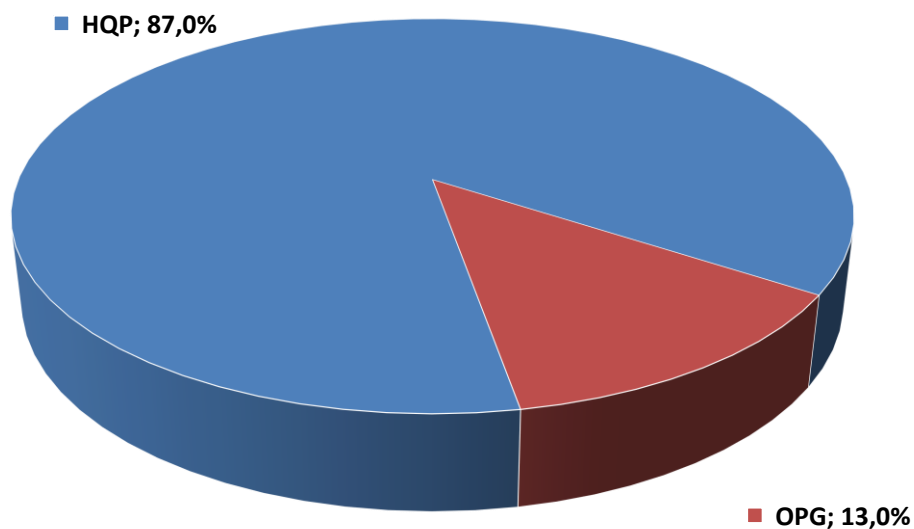
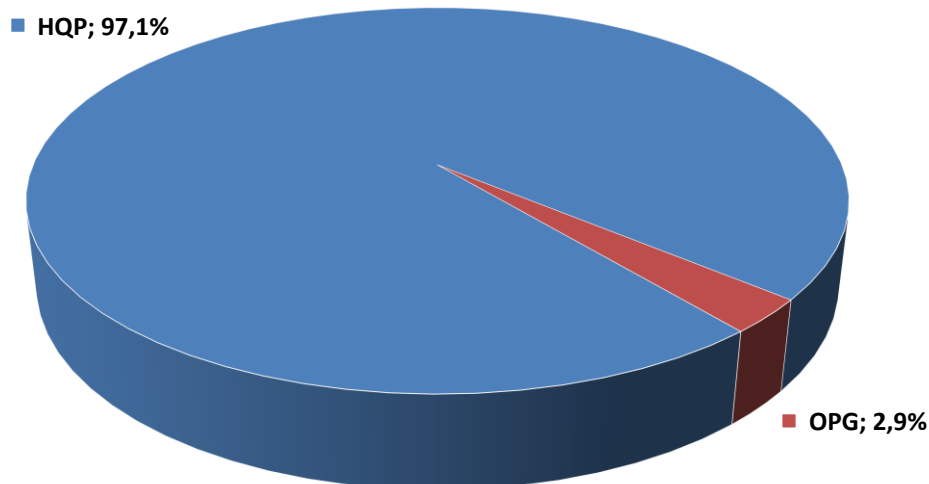


Figure 2
Répartition par fournisseur des achats d'énergie effectués
au moyen de transactions bilatérales en 2024



Compte tenu de sa capacité et de sa flexibilité de production, le Producteur est plus enclin que les autres fournisseurs à offrir des quantités importantes et à moduler son offre à des prix concurrentiels. Ainsi, chaque transaction effectuée auprès du Producteur affichait un prix inférieur tant à ceux des offres des autres contreparties qu'aux prix anticipés sur les bourses énergétiques accessibles.

En 2024, 87 % des transactions bilatérales ont été effectuées auprès du Producteur comparativement à 60 % en 2023. En volume d'énergie, ces transactions ont représenté 97,1 % des achats bilatéraux totaux en 2024 en comparaison avec 86,9 % en 2023.

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

Le tableau 8 présente le sommaire des transactions d'achat sur les bourses énergétiques. Il est à noter que 100 % des quantités ont été achetées durant le premier trimestre de 2024, ce qui représente 4 % des quantités achetées pour le premier trimestre 2023.

Tableau 8
Sommaire des transactions d'achat sur les bourses énergétiques en 2024

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix \$CAN/MWh
IESO	RT	5	8 119	99,02 \$
NY ISO	DAM	3	4 650	183,36 \$
Total		8	12 769	129,74 \$

Les prix sur les marchés pour l'hiver 2024 ont été moins élevés que ceux de 2023. Les prix sur les bourses énergétiques ont été influencés par les conditions climatiques, par les profils horaires des transactions requises pour répondre aux besoins ponctuels d'énergie, par les

- 1 activités et les événements sur les réseaux voisins pour les produits en temps réel et par les
- 2 prix du gaz et du pétrole.

4. Suivi des options d'électricité interruptible pour les clientèles de moyenne et de grande puissance²

- 3 En 2024, seule la clientèle de grande puissance a eu recours aux options d'électricité
- 4 interruptible.

- 5 Puisque ces options sont utilisées par le Distributeur pendant l'hiver, les résultats sont
- 6 présentés tant pour l'année financière 2024 à la section 4.1 que pour les hivers 2023-2024 et
- 7 2024-2025 (périodes du 1^{er} décembre au 31 mars) à la section 4.2.

4.1. Bilan pour l'année financière 2024

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

Tableau 9
Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible
pour la clientèle de grande puissance en 2024

Mois	Option 1			Option 2			Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs ¹			Crédits versés
	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	(k\$)
Janvier 2024	15	0	0	0	0	0	0	0	0	2 641,9
Février 2024	15	0	0	0	0	0	0	0	0	2 441,1
Mars 2024	15	0	0	0	0	0	0	0	0	2 721,4
Décembre 2024	15	0	0	0	0	0	0	0	0	2 470,6
Total		0	0		0	0	0	0	0	10 274,9

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

- 10 Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2024, des crédits de 10,3 M\$ ont été versés aux
- 11 clients participants.

4.2. Sommaires des hivers 2023-2024 et 2024-2025

- 12 Le tableau 10 présente le sommaire des adhésions et de l'utilisation de l'ensemble des options
- 13 d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance au cours des deux périodes
- 14 d'hiver chevauchant l'année 2024.

² 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, mais qui ne sont pas inclus dans cette section.

Tableau 10
Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible
pour la clientèle de grande puissance (Hivers 2023-2024 et 2024-2025)

	Hiver 2023-2024			Hiver 2024-2025		
	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	15	0	0	15	0	0
MW effectifs (moyenne mensuelle)	712	0	0	717	0	0
Nombre d'appels	0	0	0	5	0	0
Nombre d'heures d'interruptions/clients	0	0	0	25	0	0
Crédits versés (k\$)	10 063			14 301		

5. Suivi de l'option d'électricité additionnelle pour la clientèle de grande puissance

- 1 L'option d'électricité additionnelle, introduite en 2006³, 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 2024, 26 clients de grande puissance se sont prévalus de cette option pour un volume total
- 6 de 501,0 GWh, ce qui représente une diminution de consommation de 214 GWh, ou environ
- 7 trente pour cent (30 %), comparativement à l'année 2023.
- 8 Cette option a permis de dégager, pour l'année 2024, un écart de revenus favorable de
- 9 8 754 k\$ comme le présente le tableau 11.

³ Décision [D-2006-34](#), pages 78 et 79.

Tableau 11
Bilan de l'option d'électricité additionnelle pour l'année 2024

	Volume mensuel additionnel	Prix moyen de l'électricité additionnelle	Prix réel ¹	Écart de prix	Écart de revenus total
Mois	MWh	¢/kWh	¢/kWh	%	k\$
Janvier	61 051	5,410	5,784	-6,46%	(228)
Février	58 223	5,410	3,241	66,93%	1 263
Mars	55 028	5,410	3,241	66,93%	1 194
Avril	36 798	5,515	3,457	59,55%	757
Mai	35 389	5,515	3,457	59,55%	728
Juin	29 503	5,515	3,457	59,55%	607
Juillet	24 413	5,515	3,457	59,55%	503
Août	25 422	5,515	3,457	59,55%	523
Septembre	27 558	5,515	3,457	59,55%	567
Octobre	39 710	5,515	3,457	59,55%	817
Novembre	55 656	5,515	3,457	59,55%	1 146
Décembre	52 209	5,740	4,063	41,28%	876
Total	500 959	5,508	3,665	53,76%	8 754

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'achats 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.