

Coûts évités

Table des matières

1. Coûts évités de fourniture – transport sur le réseau principal.....	5
1.1. Coûts évités de l'énergie	5
1.2. Coûts évités de la puissance	5
1.3. Coûts évités horaires.....	5
2. Coûts évités de Transport et de Distribution	6
3. Répartition du coût évité par usages et catégories de clients	6
4. Coûts évités des réseaux autonomes.....	7
4.1. Coûts évités de l'énergie	7
4.2. Coûts évités de la puissance	7
Annexe A – Coûts évités par usages et par catégories de clients.....	9
Annexe B – Suivi de décision : Contribution en puissance de la production éolienne	12

Liste des figures

Figure B-1 Contribution en puissance moyenne de la production éolienne en fonction de la puissance éolienne installée au Québec (%)......	13
---	----

Liste des tableaux

Tableau 1 Profils et coûts évités horaires.....	6
Tableau 2 Coûts évités par réseaux autonomes Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2025	8
Tableau A-1 Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif D (¢/kWh 2026).....	9
Tableau A-2 Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif G (¢/kWh 2026)	10
Tableau A-3 Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif M (¢/kWh 2026)	10
Tableau A-4 Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif LG (¢/kWh 2026)	11
Tableau A-5 Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif L (¢/kWh 2026)	11

1. Coûts évités de fourniture – transport sur le réseau principal

1.1. Coûts évités de l'énergie

1 Pour le signal de coût évité de court terme, le signal de la période d'hiver reflète le coût des
2 approvisionnements de court terme. Bien que des approvisionnements de court terme soient
3 prévus à l'extérieur de la période hivernale, leur volume demeure restreint pour les prochaines
4 années. Par conséquent, le signal de la période d'été demeure, pour le moment, celui du prix
5 de l'électricité patrimoniale.

- 6 • Le signal de coût évité de court terme pour la période hivernale (décembre à mars) est
7 de 9,3 ¢/kWh (\$ 2026), indexé à l'inflation ;
- 8 • Le signal de coût évité de court terme pour la période estivale (avril à novembre) est
9 de 3,7 ¢/kWh (\$ 2026), indexé à l'inflation ;

10 Le signal de coût évité de long terme reflète les coûts de fourniture et de transport des contrats
11 issus de l'appel d'offres A/O 2023-01.

- 12 • Le signal de coût évité de long terme est de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) indexé à l'inflation,
13 soit 8,3 ¢/kWh (\$ 2026) pour la fourniture auquel s'ajoutent les coûts de transport et
14 d'équilibrage de 3,7 ¢/kWh (\$ 2026).

1.2. Coûts évités de la puissance

15 Le signal de coût évité de court terme reflète le coût d'approvisionnement attendu sur les
16 marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP.

17 Le signal de coût évité de long terme est basé sur le coût de la puissance de la troisième et
18 dernière offre retenue lors de l'A/O 2015-01, comme approuvé par la Régie¹. Le signal est
19 donc maintenu et indexé à l'inflation.

- 20 • Le signal de coût évité de court terme est de 7,75 \$/kW-mois (\$ 2026) ;
- 21 • Le signal de coût évité de long terme est de 166 \$/kW-an (\$ 2026).

1.3. Coûts évités horaires

22 Le tableau 1 présente la mise à jour des coûts évités horaires, selon la méthodologie
23 approuvée par la Régie. Il présente le détail, heure par heure, des valeurs associées aux profils
24 du prix de l'énergie et aux coûts évités.

¹ [D-2025-033](#), paragraphe 147.

Tableau 1
Profils et coûts évités horaires

	Profils horaires (profil=ratio)		Coûts évités horaires (¢/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver
h1	1,3	0,9	12,3	8,6
h2	1,2	0,8	11,4	8,1
h3	1,2	0,8	11,2	7,9
h4	1,2	0,8	11,4	7,8
h5	1,2	0,8	11,7	8,1
h6	1,3	0,9	12,7	8,7
h7	1,6	1,1	15,6	10,2
h8	1,8	1,2	17,4	11,2
h9	1,8	1,2	17,4	11,2
h10	1,7	1,1	16,2	10,5
h11	1,7	1,1	16,0	10,1
h12	1,5	1,0	14,7	9,6
h13	1,4	0,9	13,9	9,1
h14	1,4	0,9	13,5	8,8
h15	1,4	0,9	13,3	8,6
h16	1,4	0,9	13,9	9,0
h17	1,7	1,1	15,9	10,1
h18	2,2	1,3	21,0	12,5
h19	2,0	1,3	19,6	12,5
h20	1,8	1,2	17,4	11,3
h21	1,6	1,1	15,5	10,3
h22	1,5	1,0	14,0	9,2
h23	1,3	0,9	12,9	8,8
h24	1,3	0,9	12,8	8,6

2. Coûts évités de Transport et de Distribution

- 1 Le Distributeur met à jour les deux signaux de prix conformément à la méthodologie
- 2 approuvée.
- 3 Le coût évité de transport s'établit à 74,7 \$/kW-an (\$2026, indexé à l'inflation) et celui de
- 4 distribution à 24,9 \$/kW-an (\$2026, indexé à l'inflation).

3. Répartition du coût évité par usages et catégories de clients

- 5 La répartition du coût évité par usages et catégories de clients est présentée, sur une base
- 6 annuelle, à l'annexe A.
- 7 Comme précisé aux sections 1.1 et 1.3, le coût évité de la fourniture est différent selon la
- 8 saison (hiver, été) et entre les périodes de pointe et hors pointe. Ce coût évité est calculé par
- 9 usages et catégories de clients, en tenant compte de la répartition de ceux-ci selon quatre
- 10 périodes (pointe d'hiver, hors pointe d'hiver, pointe d'été, hors pointe d'été), ainsi qu'en
- 11 appliquant les pertes en énergie associées aux catégories de clients.

1 Compte tenu de la structure actuelle, le coût évité d'un usage tel que la climatisation, qui n'est
2 présent qu'en période d'été, est significativement plus bas que celui d'un usage présent toute
3 l'année ou, encore, en grande partie en hiver. Ainsi, en 2026, pour un client résidentiel, le coût
4 évité pour l'usage de climatisation est de 12,39 ¢/kWh, tandis qu'il est de 19,33 ¢/kWh pour le
5 chauffage des locaux.

4. Coûts évités des réseaux autonomes

4.1. Coûts évités de l'énergie

6 Les coûts évités de l'énergie, exprimés en ¢/kWh, sont constitués plus spécifiquement des
7 variables suivantes, lesquelles sont mises à jour chaque année :

- 8 • coût de combustible (incluant le transport et la distribution) ;
- 9 • taux de rendement moyen de la centrale (exprimé en kWh/litre) ;
- 10 • coûts variables d'exploitation et d'entretien ;
- 11 • pertes sur le réseau ;
- 12 • coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre.

13 À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en \$ 2025), indexée à l'inflation,
14 est calculée.

15 Les coûts évités sont légèrement supérieurs à ceux approuvés par la Régie dans la décision
16 D-2025-033².

17 Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie demeure basé sur les paramètres du
18 contrat avec Newfoundland and Labrador Hydro.

4.2. Coûts évités de la puissance

19 Les coûts de puissance ont augmenté dans l'ensemble des territoires des réseaux autonomes,
20 à l'exception des Îles-de-la-Madeleine, par rapport à ceux approuvés par la Régie dans la
21 décision D-2025-033³. Ceci découle de la mise à jour de l'évaluation des investissements.

² [D-2025-033](#), paragraphe 159.

³ [D-2025-033](#), paragraphe 159.

Tableau 2
Coûts évités par réseaux autonomes
Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2025

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance** \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance** ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	27,51	1000	50%	22,99	50,50
Nunavik					
Akulivik	63,11	1600	59%	30,86	93,97
Aupaluk	66,45	1600	66%	27,63	94,08
Inukjuak*	61,67	1600	63%	29,13	90,80
Iujivik	66,53	1600	59%	31,10	97,63
Kangiqsualujuaq	66,93	1600	60%	30,42	97,35
Kangiqsujuaq	65,59	1600	56%	32,51	98,10
Kangirsuk	67,61	1600	59%	30,98	98,59
Kuujuaq	65,70	1600	62%	29,69	95,39
Kuujuarapik	63,12	1600	61%	30,16	93,28
Puvimituk	62,21	1600	58%	31,36	93,57
Quaqtaq	70,92	1600	56%	32,36	103,28
Salluit	63,96	1600	65%	28,23	92,19
Tasiujaq	65,60	1600	58%	31,29	96,90
Umiujaq	64,10	1600	58%	31,74	95,84
Basse-Côte-Nord					
Port Menier	47,19	1600	43%	42,69	89,88
Haute Mauricie					
Clova	53,98	1600	36%	50,31	104,29
Opitciwan	46,45	1600	47%	38,56	85,00
Schefferville					
	3,07	1600	45%	40,71	43,78

* Pour Inukjuak, en période de marge résiduelle positive à la centrale hydraulique, le coût marginal est jugé nul comme il s'agit d'un contrat d'achat ferme forfaitaire.

** Les coûts évités en puissance incluent un taux de réserve de 10 % pour tenir compte de la puissance garantie par rapport à la puissance installée.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'ensemble des coûts évités en réseau intégré ainsi qu'en réseaux autonomes.

Annexe A – Coûts évités par usages et par catégories de clients

Tableau A-1
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif D
(¢/kWh 2026)

En ¢/kWh	Annuité constante (10 ans)*	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		Chauffage des locaux	20,96	19,33	19,71	20,07	20,51	20,92	21,34	21,73	22,20
Fourniture	17,99	16,59	16,92	17,22	17,60	17,95	18,31	18,64	19,05	19,43	19,82
Transport	2,23	2,05	2,10	2,14	2,18	2,22	2,27	2,31	2,36	2,41	2,46
Distribution	0,74	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82
Chauffage de l'eau	17,76	16,37	16,70	17,01	17,37	17,72	18,07	18,41	18,80	19,18	19,56
Fourniture	15,91	14,67	14,96	15,24	15,56	15,88	16,19	16,50	16,85	17,18	17,53
Transport	1,39	1,28	1,30	1,33	1,36	1,38	1,41	1,44	1,47	1,50	1,53
Distribution	0,46	0,43	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51
Hors pointe	13,44	12,39	12,64	12,89	13,15	13,41	13,68	13,95	14,23	14,51	14,80
Fourniture	13,44	12,39	12,64	12,89	13,15	13,41	13,68	13,95	14,23	14,51	14,80
Transport	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribution	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tous les usages	19,34	17,83	18,19	18,52	18,92	19,30	19,68	20,05	20,48	20,89	21,31
Fourniture	16,66	15,36	15,67	15,96	16,30	16,63	16,96	17,27	17,65	18,00	18,36
Transport	2,01	1,85	1,89	1,93	1,96	2,00	2,04	2,08	2,13	2,17	2,21
Distribution	0,67	0,62	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68	0,70	0,71	0,72	0,74

* Taux d'actualisation nominal : 5,788 %

Tableau A-2
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif G
(¢/kWh 2026)

En ¢/kWh	Annuité constante (10 ans)*										
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Chauffage des locaux	20,50	18,90	19,28	19,63	20,06	20,46	20,87	21,25	21,71	22,14	22,59
Fourniture	17,73	16,35	16,67	16,97	17,35	17,69	18,05	18,37	18,78	19,15	19,53
Transport	2,08	1,92	1,95	1,99	2,03	2,07	2,12	2,16	2,20	2,25	2,29
Distribution	0,69	0,64	0,65	0,66	0,68	0,69	0,71	0,72	0,73	0,75	0,76
Tous sauf chauffage	16,98	15,66	15,97	16,27	16,62	16,95	17,29	17,61	17,99	18,35	18,71
Fourniture	15,64	14,42	14,71	14,98	15,30	15,61	15,92	16,22	16,56	16,89	17,23
Transport	1,01	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11
Distribution	0,34	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37
Hors pointe	13,44	12,39	12,64	12,89	13,15	13,41	13,68	13,95	14,23	14,51	14,80
Fourniture	13,44	12,39	12,64	12,89	13,15	13,41	13,68	13,95	14,23	14,51	14,80
Transport	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribution	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tous les usages	18,11	16,70	17,03	17,35	17,72	18,07	18,44	18,78	19,18	19,56	19,96
Fourniture	16,21	14,94	15,24	15,52	15,86	16,17	16,50	16,80	17,16	17,51	17,86
Transport	1,43	1,32	1,34	1,37	1,40	1,43	1,45	1,48	1,51	1,54	1,57
Distribution	0,48	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,49	0,50	0,51	0,53

* Taux d'actualisation nominal : 5,788 %

Tableau A-3
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif M
(¢/kWh 2026)

En ¢/kWh	Annuité constante (10 ans)*										
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Chauffage des locaux	20,45	18,85	19,23	19,58	20,01	20,41	20,82	21,20	21,66	22,09	22,53
Fourniture	17,64	16,27	16,60	16,89	17,27	17,61	17,96	18,28	18,69	19,06	19,44
Transport	2,10	1,94	1,98	2,02	2,06	2,10	2,14	2,18	2,23	2,27	2,32
Distribution	0,70	0,65	0,66	0,67	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77
Tous sauf chauffage	17,16	15,82	16,14	16,44	16,79	17,13	17,47	17,80	18,17	18,54	18,91
Fourniture	15,63	14,41	14,69	14,97	15,29	15,59	15,91	16,20	16,55	16,88	17,22
Transport	1,15	1,06	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27
Distribution	0,38	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42
Hors pointe	13,21	12,17	12,41	12,66	12,92	13,17	13,44	13,71	13,98	14,26	14,55
Fourniture	13,21	12,17	12,41	12,66	12,92	13,17	13,44	13,71	13,98	14,26	14,55
Transport	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribution	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tous les usages	17,21	15,87	16,18	16,49	16,84	17,18	17,52	17,85	18,23	18,59	18,96
Fourniture	15,58	14,36	14,65	14,92	15,24	15,54	15,85	16,15	16,49	16,82	17,16
Transport	1,23	1,13	1,15	1,18	1,20	1,22	1,25	1,27	1,30	1,33	1,35
Distribution	0,41	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42	0,42	0,43	0,44	0,45

* Taux d'actualisation nominal : 5,788 %

Tableau A-4
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif LG
(¢/kWh 2026)

En ¢/kWh	Annuité constante (10 ans)*										
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Tous les usages	17,59	16,22	16,54	16,85	17,21	17,56	17,91	18,24	18,63	19,00	19,38
Fourniture	15,85	14,61	14,90	15,18	15,50	15,81	16,13	16,43	16,78	17,12	17,46
Transport	1,31	1,21	1,23	1,26	1,28	1,31	1,33	1,36	1,39	1,41	1,44
Distribution	0,44	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48

* Taux d'actualisation nominal : 5,788 %

Tableau A-5
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif L
(¢/kWh 2026)

En ¢/kWh	Annuité constante (10 ans)*										
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Tous les usages	16,56	15,37	15,65	15,92	16,23	16,53	16,84	17,13	17,47	17,79	18,12
Fourniture	15,30	14,11	14,39	14,66	14,97	15,27	15,57	15,87	16,20	16,53	16,86
Transport	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Distribution	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32

* Taux d'actualisation nominal : 5,788 %

Annexe B – Suivi de décision : Contribution en puissance de la production éolienne

1 Conformément à la demande de la Régie formulée dans sa décision D-2025-033⁴, le
2 Distributeur présente un suivi sur la contribution en puissance de la filière éolienne.

3 La contribution en puissance des ressources énergétiques est un facteur important de la
4 planification à long terme des approvisionnements en électricité. Elle sert à valider l'adéquation
5 des ressources et le respect des critères de fiabilité en puissance sur l'horizon de planification.
6 L'évaluation de la contribution en puissance des ressources pilotables (thermique, hydraulique
7 avec réservoir, etc.) est principalement influencée par leur taux de panne lors des mois de plus
8 forte charge. La contribution en puissance de la production éolienne ne peut pas être évaluée
9 avec la même méthode puisque sa production au moment de la pointe est variable et
10 incertaine.

11 En première approximation, il est possible d'utiliser la moyenne de production des éoliennes
12 lors de pointes passées. La fiabilité de cette méthode décroît cependant avec l'augmentation
13 de la proportion de ressources éoliennes dans le bouquet énergétique. Avec une grande
14 proportion d'éolien, l'impact des pointes de demande combinées à une faible production
15 éolienne sera accru. Les moments critiques pour le réseau et les approvisionnements ne
16 coïncideront pas nécessairement autant avec les pointes de la demande brute.

17 Pour évaluer l'effet combiné de la demande et de la production éolienne, une méthode
18 probabiliste d'adéquation des ressources en puissance est utilisée. C'est la méthode du
19 « Effective Load Carrying Capability » (ELCC), qui se traduirait librement par la « capacité
20 effective de soutien de la charge ». Elle s'impose progressivement comme standard dans les
21 systèmes électriques qui intègrent des sources d'énergie renouvelables variables⁵. La
22 contribution en puissance de l'éolien est estimée à l'aide de simulations de plusieurs
23 chroniques horaires annuelles de demande et de production éolienne. L'estimation consiste à
24 trouver, à partir d'un système électrique équilibré en puissance et respectant la probabilité de
25 défaillance de 0.1 jour par année ou 1 jour aux dix ans⁶, la quantité de ressources « parfaites »
26 pouvant être retranchée à la suite de l'introduction des éoliennes. La contribution en puissance
27 de la production éolienne actuelle et des prochains approvisionnements éoliens d'Hydro-
28 Québec a été établie à l'aide de cette méthode.

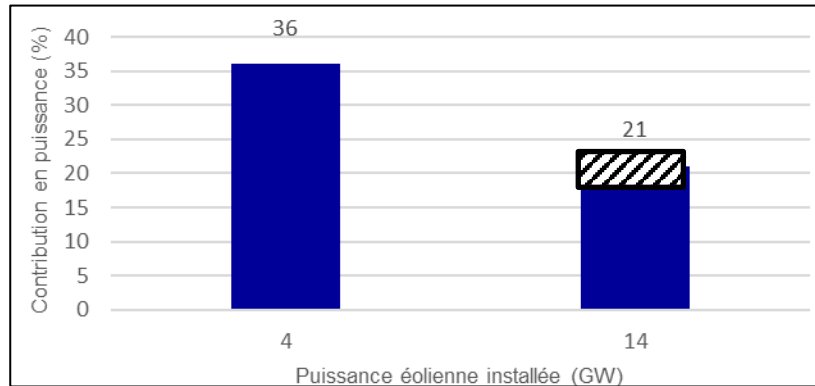
29 La figure 1 présente l'évolution de la contribution en puissance de l'éolien au Québec pour des
30 puissances installées de 4 GW et 14 GW. Ces puissances équivalent respectivement à la
31 puissance installée actuelle ainsi qu'à la puissance installée prévue à la fin de l'horizon du
32 Plan d'action 2035.

⁴ [D-2025-033](#), paragraphe 148.

⁵ Voir par exemple: N. Schlag, Z. Ming, A. Olson, L. Alagappan, B. Carron, K. Steinberger, and H. Jiang, "Capacity and Reliability Planning in the Era of Decarbonization: Practical Application of Effective Load Carrying Capability in Resource Adequacy," Energy and Environmental Economics, Inc., Août 2020.

⁶ Correspond au critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année.

Figure B-1
Contribution en puissance moyenne de la production éolienne en fonction de la puissance éolienne installée au Québec (%)



*La portion hachurée correspond à l'incertitude de la projection.

- 1 Alors que, présentement, la contribution en puissance moyenne est semblable au facteur
- 2 d'utilisation moyen de l'éolien au Québec, elle décroît significativement pour s'établir autour
- 3 de 21 % pour une puissance installée de 14 GW tel que projeté au Plan d'action 2035. Cela
- 4 représente donc une contribution en puissance marginale d'environ 15 % pour les 10 GW
- 5 additionnels. Ainsi, il est attendu que la contribution en puissance globale de la production
- 6 éolienne décroisse progressivement au cours de la prochaine décennie.
- 7 Il est important de noter que la contribution en puissance estimée est tributaire du profil de
- 8 demande futur, mais également de la distribution géographique des futurs parcs éoliens, ainsi
- 9 que de l'évolution de la technologie installée sur le territoire. L'incertitude qui en découle est
- 10 illustrée par la zone hachurée sur la figure 1. Des analyses sont réalisées régulièrement pour
- 11 évaluer la contribution en puissance et prendre en compte l'évolution géographique et
- 12 technologique des parcs ainsi que l'évolution de la demande.