

COMPLÉMENT DE PREUVE

MISE À JOUR DES COÛTS ÉVITÉS

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. COÛTS ÉVITÉ DE FOURNITURE – TRANSPORT	5
2.1. Signal de coût évité de l'énergie.....	5
2.2. Signal de coût évité de la puissance	6
2.2.1. <i>Données au soutien du coût évité de la puissance de court terme</i>	6
3. COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	8
3.1. Méthodologie de calcul	8
3.2. Application des coûts évités	9
3.2.1. <i>Coût évité de transport</i>	9
3.2.2. <i>Coût évité de distribution</i>	10
3.3. Conclusion	11

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Préviation d'ESAI pour les prix du UCAP durant la période d'hiver (six mois) <i>(Projected New York ROS UCAP Prices)</i>	7
---	---

1. CONTEXTE

1 Dans sa décision D-2020-018 (paragraphe 38), la Régie demande au Distributeur de déposer
2 la mise à jour des coûts évités en énergie et en puissance. La présente pièce présente
3 l'information demandée.

2. COÛTS ÉVITÉ DE FOURNITURE – TRANSPORT

4 Ce complément de preuve constitue une actualisation des coûts évités approuvés par la Régie
5 dans sa décision D-2019-027 (aux paragraphes 330, 340, 351 et 360). Cette actualisation tient
6 compte, notamment, de la mise à jour de l'état de l'équilibre offre-demande en énergie et en
7 puissance, tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le Plan).

2.1. Signal de coût évité de l'énergie

8 Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de
9 court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent
10 essentiellement en hiver. Sur cette période, le signal de prix pour la période d'hiver reflète
11 donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond
12 au prix de l'électricité patrimoniale.

- 13 • 2020 à 2026 inclusivement :
 - 14 ○ le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de
15 4,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation ;
 - 16 ○ le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh
17 (\$ 2019), indexé à l'inflation.
- 18 • À compter de 2027 :
 - 19 ○ le signal de prix est de 8,2 ¢/kWh (\$ 2019) indexé à l'inflation, soit 6,1 ¢/kWh
20 (\$ 2019) pour la fourniture, à laquelle s'ajoute les coûts de transport et
21 d'équilibrage de 2,1 ¢/kWh (\$ 2019). Ce signal de prix reflète le prix de référence
22 de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne
23 A/O 2013-01, incluant les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018¹.

¹ Pièce HQD-4, document 3 (B-0015), pages 8 et 9 (sous-section *Coût évité de long terme*).

Différenciation pointe et hors pointe des marchés

1 La pièce HQD-4, document 2 (B-0021) présente les coûts évités horaires en énergie de court
2 terme qui reflètent les conditions du marché de référence à partir duquel le Distributeur
3 s'approvisionne. L'information qui y est présentée est plus précise et permet de calculer des
4 prix en pointe et hors pointe selon les plages horaires requises pour les besoins d'analyse,
5 soit les heures de pointe standard ou des périodes plus restreintes. Compte tenu de la nouvelle
6 méthodologie des coûts évités horaires en énergie de court terme présentée à cette pièce, le
7 Distributeur propose de ne plus fournir le calcul d'une moyenne mobile sur cinq ans des prix
8 DAM (marché de New-York – Zone M), comme demandé dans la décision D-2011-028
9 (paragraphe 69). Le Distributeur souligne que les profils horaires issus de la nouvelle
10 méthodologie ont eux aussi été établis à partir d'une moyenne mobile sur cinq ans des prix
11 DAM (marché de New-York – Zone M).

2.2. Signal de coût évité de la puissance

12 Le bilan de puissance du Distributeur prévoit le besoin pour un approvisionnement de long
13 terme à compter de l'hiver 2025-2026, et ce, considérant une contribution des marchés de
14 court terme de 1 100 MW, comme mentionné au Plan.

- 15 • Pour les hivers 2019-2020 à 2024-2025, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver
16 (\$ 2019, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de
17 court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP ;
- 18 • À compter de l'hiver 2025-2026, le signal de coût évité est de 115 \$/kW-an (\$ 2019,
19 indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des
20 soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

2.2.1. Données au soutien du coût évité de la puissance de court terme

21 Dans sa décision D-2019-027, la Régie ordonne au Distributeur de déposer les rapports et
22 publications des organismes spécialisés utilisés pour la détermination du coût évité en
23 puissance de court terme.

24 Le tableau 1 présente la plus récente prévision de prix de la puissance d'ESAI Power LLC
25 (ESAI)². Le Distributeur souligne que ces données sont déposées sous pli confidentiel pour
26 les motifs invoqués à la déclaration solennelle déposée au présent dossier.

² Capacity Watch, Fourth Quarter 2019.

TABEAU 1 :
PRÉVISION D'ESAI POUR LES PRIX DU UCAP
DURANT LA PÉRIODE D'HIVER (SIX MOIS)
(PROJECTED NEW YORK ROS UCAP PRICES)

Hiver	Prix UCAP en hiver (\$ US/kW-mois)
2020-2021	■
2021-2022	■
2022-2023	■
2023-2024	■
2024-2025	■
2025-2026	■
2026-2027	■
2027-2028	■
2028-2029	■
2029-2030	■
2030-2031	■

1 Au cours des dernières années, le marché de l'électricité de la région du Nord-Est des
 2 États-Unis a été caractérisé par un surplus de capacité de production. Ainsi, les prix de la
 3 puissance de court terme (prix UCAP) observés au cours de cette période, de même que ceux
 4 prévus pour l'hiver 2020-2021, sont faibles. Le prix bas prévu à l'hiver 2020-2021 est donc de
 5 toute évidence attribuable à des éléments de nature conjoncturelle.

6 Par contre, selon ESAI, la fermeture de la centrale nucléaire d'Indian Point et de la centrale au
 7 charbon de Somerset en 2020 aura un impact à la hausse sur les prix UCAP à New York. Il
 8 est donc prévu que les prix sur le NYISO vont croître de façon importante à l'hiver 2021-2022.
 9 Cependant, la baisse prévue des exportations vers la Nouvelle-Angleterre ainsi que le potentiel
 10 des importations de la Nouvelle-Angleterre en 2023 et les années suivantes devrait limiter
 11 l'ascension potentielle des prix UCAP.

Passage du prix UCAP au signal de coût évité de la puissance de court terme

12 Le signal actuel de coût évité de la puissance de court terme reflète le coût attendu, selon
 13 l'estimation du Distributeur, des approvisionnements en puissance de type UCAP ayant
 14 comme référence le marché de court terme de New York. Afin de comparer les prévisions
 15 d'ESAI avec ce signal de coût évité, plusieurs éléments doivent être considérés.

16 D'abord, le prix prévu par ESAI pour le UCAP durant l'hiver est exprimé en \$US/kW-mois et
 17 couvre une période de référence de six mois (*winter strip auction* de novembre à avril). En plus

1 d'être converti en dollars canadiens, ce prix doit être exprimé en \$/kW-hiver afin d'être
2 comparé au coût évité de la puissance de court terme. Le Distributeur rappelle d'ailleurs que,
3 dans ce dernier cas, la période de référence est plutôt de quatre mois (décembre à mars). Le
4 Distributeur souligne également que, généralement, les mois de novembre et d'avril inclus
5 dans la période hivernale utilisée par ESAI sont ceux où les prix sont les plus faibles et où il
6 n'y a pas de besoin en puissance. En conséquence, le prix moyen pour les mois de décembre
7 à mars serait vraisemblablement plus élevé que ceux pour l'ensemble de la période hivernale
8 utilisée par ESAI.

9 De plus, l'évaluation du prix UCAP repose notamment sur les prix attendus sur les marchés.
10 Or, le Distributeur rappelle qu'il n'a pas directement accès aux encans du marché de New York
11 pour ces produits, mais doit plutôt procéder par appels d'offres. Ainsi, ses coûts
12 d'approvisionnement en puissance de court terme incluent une prime par rapport au prix sur
13 le marché. Historiquement, le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé
14 que celui de l'encan. Lors du dernier appel d'offres pour de la puissance de court terme, en
15 novembre 2019, le Distributeur a payé environ trois fois le prix de l'encan du marché de New
16 York.

17 En conséquence, il appert des données apparaissant au tableau 1 que, si les variations du
18 prix de la puissance de court terme peuvent être importantes d'une année à l'autre, la valeur
19 de 20 \$/kW-hiver associée au signal de coût évité de court terme est non seulement
20 raisonnable, mais peut même apparaître conservatrice au regard de ces données.

3. COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

3.1. Méthodologie de calcul

21 Comme l'a mentionné le Distributeur au dossier R-4057-2018, une mise à jour de la
22 méthodologie d'établissement des coûts évités de transport et de distribution a été initiée en
23 2019. Grâce à cet exercice, le Distributeur a validé avec toutes les parties prenantes³ la
24 méthodologie utilisée jusqu'à présent et s'est assuré de sa pertinence. Elle a donc été
25 maintenue et reconduite pour l'année en cours.

26 Par ailleurs, à la suite de la révision de la durée de vie des équipements sur les réseaux de
27 transport et de distribution, le calcul de l'annuité se base désormais sur la durée de vie
28 pondérée des équipements. Cette dernière a été révisée à 57 ans pour les équipements de
29 transport et à 45 ans pour ceux de distribution.

30 Le Distributeur a décidé de déterminer la valeur des coûts évités annuellement et de retenir
31 une moyenne mobile afin d'assurer une stabilité dans le signal utilisé dans les analyses
32 économiques. Pour l'année 2019, les coûts évités sont respectivement de 16,70 \$/kW pour la
33 distribution et 48,21 \$/kW pour le transport (\$ 2019).

³ Un comité technique composé d'experts du réseau de transport, du réseau de distribution et d'analyse économique a été constitué pour réévaluer la méthodologie utilisée jusqu'à présent.

3.2. Application des coûts évités

1 Aux fins des analyses économiques, les coûts évités sont sollicités pour aider à la prise de
2 décision. L'application des coûts évités aux différents programmes de gestion de la puissance
3 se base sur le service rendu par ces derniers. Contrairement aux programmes en efficacité
4 énergétique, qui assurent un effacement permanent de la charge, les différents programmes
5 de gestion de la demande en puissance n'assurent pas automatiquement un report des
6 investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution.

7 Pour être en mesure de s'appuyer sur un signal pertinent, certains critères doivent être
8 considérés pour attribuer les coûts évités de transport et de distribution. Ces critères ont été
9 déterminés avec les planificateurs des réseaux de transport et de distribution dans le cadre du
10 comité technique⁴.

3.2.1. Coût évité de transport

11 La considération d'un coût évité de transport repose sur le fait qu'un programme permet de
12 réduire la demande sur le réseau de transport au moment de la pointe et ainsi, reporter des
13 investissements sur ce réseau (notamment sur les postes).

14 Toutefois, l'attribution d'un coût évité de transport, de même que l'importance du coût attribué,
15 est tributaire de plusieurs éléments.

Flexibilité et fiabilité

17 La part de la valeur du coût évité de transport associée à un programme est en partie tributaire
18 de la disponibilité de ce programme au moment de la pointe globale du réseau. Ainsi, la
19 contribution de chaque programme est évaluée selon ses modalités propres, afin de refléter
20 sa contribution au bilan en puissance. Pour ce faire, on réduit le coût évité de transport du taux
21 de réserve associé au programme aux fins de ce bilan. En effet, ce taux de réserve reflète la
22 probabilité que le programme soit disponible au moment de la pointe, considérant notamment
23 ses modalités.

Coïncidence avec la pointe du réseau

25 Le profil de charge de tous les postes du réseau de transport n'est pas parfaitement coïncident
26 avec celui de l'ensemble du réseau. En conséquence, un programme qui écrêterait selon une
27 plage uniforme (en même temps) tous les postes du réseau ne permettrait pas de maximiser
28 l'effacement pour chacun de ces postes.

29 Toutefois, il existe une certaine similitude dans les profils de charge entre les différents postes.
30 Le Transporteur et le Distributeur suggèrent que l'application d'un facteur de 80 % au coût
31 évité de transport permet de refléter raisonnablement l'absence de coïncidence parfaite entre
32 les pointes des différents postes. Une analyse est en cours pour valider ce facteur.

⁴ Voir note précédente.

1 Une application plus élevée du coût évité de transport est possible, mais il faudrait que le
2 programme soit appliqué de façon plus fine, pour chacun des postes, afin que les périodes
3 d'effacement soient optimales sur une base régionale ou locale.

4 *Contrôle du déplacement de la charge*

5 Cette question se pose notamment pour un programme qui aurait pour effet un déplacement
6 de la charge, plutôt qu'un simple écrêtement de la pointe. Ce pourrait être le cas d'un
7 programme reposant, par exemple, sur un préchauffage avant la période d'effacement afin de
8 réduire l'inconfort des participants. Ou encore d'un programme qui aurait pour effet un
9 accroissement de la charge (période de reprise) après la période de réduction.

10 Pour être en mesure d'appliquer un coût évité de transport à un tel programme, ses modalités
11 doivent permettre d'éviter qu'une nouvelle pointe ne se crée sur les postes avant ou après un
12 événement de gestion de la puissance. En d'autres termes, on doit éviter de déplacer la pointe
13 en amont ou en aval de l'événement de gestion de la puissance, dans lequel cas la pression
14 sur les besoins d'investissement sur le réseau de transport demeurerait la même ou serait
15 réduite dans une moindre mesure.

16 La fiabilité du produit et le contrôle de la reprise de la charge sont évalués pour chaque
17 programme spécifiquement, en fonction de la courbe horaire précise avant, pendant et après
18 les heures d'interruption.

3.2.2. **Coût évité de distribution**

19 Les principes justifiant l'attribution d'un coût évité de distribution à un programme sont
20 comparables à ceux invoqués dans le cas du coût évité de transport. Toutefois, certaines
21 caractéristiques de planification du réseau de distribution introduisent un élément distinctif
22 important.

23 *Coût évité associé à la pointe*

24 À l'instar du coût évité de transport, la considération d'un coût évité de distribution repose en
25 partie sur le fait qu'un programme permet de réduire la demande sur le réseau de distribution
26 au moment de la pointe et ainsi, reporter des investissements sur le réseau de distribution.
27 Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 40 % des investissements⁵ historiques en
28 croissance sont dédiés à la gestion de la pointe. Les critères qui permettraient l'attribution de
29 cette portion des coûts évités de distribution à un programme sont les mêmes que ceux
30 invoqués pour les coûts évités de transport.

31 *Coût évité associé à la reprise après panne*

32 Le dimensionnement du réseau de distribution est établi sur la base de la demande lors d'une
33 reprise en charge après une panne sur le réseau. Pour se voir attribuer un coût évité de

⁵ Le critère de répartition des investissements est le déclencheur de l'investissement.

- 1 distribution associé aux investissements liés à la reprise après panne, un programme doit
2 permettre de contrôler la charge au moment d'une telle reprise. En d'autres termes, il doit
3 permettre de remettre en charge, de façon graduelle, chacun des clients qui doivent être
4 réalimentés. En l'absence d'un tel contrôle, un programme ne pourra se voir attribuer que le
5 coût évité associé à la pointe.
- 6 Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 60 % des investissements en croissance
7 sont associés à la gestion de la reprise après panne.

3.3. Conclusion

- 8 Au cours de la dernière année, le Distributeur a entrepris de raffiner sa méthode d'application
9 des coûts évités de transport et de distribution, afin de refléter plus fidèlement l'impact réel, à
10 moyen et long termes, des diverses mesures et programmes sur les investissements en
11 croissance sur les réseaux de transport et de distribution. Les éléments énoncés
12 précédemment sont le reflet de cette réflexion, laquelle est appelée à se poursuivre au cours
13 des prochaines mois.