

Mémoire
de la
Coalition des centres de données

Dossier R-4333-2026

DEMANDE DU DISTRIBUTEUR RELATIVE À LA FIXATION DES TARIFS DES CENTRES DE DONNÉES ET POUR
USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHÂÎNES DE BLOCS

Préparé par
Nicolas Bossé
Associé directeur
9389-9813 Québec inc.
(faisant affaire sous le nom d'Energy Strategy)

En collaboration avec
Pascal Cormier
Économiste en énergie
pour le compte d'Equinix Canada LTD

20 juillet 2026

1 **DESCRIPTION DU MANDAT**

2 Dans le cadre de la Demande du Distributeur relative à la fixation des tarifs des centres de
3 données et pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (la « **Demande** »), la
4 Coalition des centres de données (la « **Coalition** »), composée des entreprises Cologix
5 Canada inc., Csquare Canada Parent II ULC, Equinix Canada LTD., eStruxture Data Centers
6 inc., Fonds Qscale S.E.C. et Vantage Data Centers Canada Management, LP, a fait appel à
7 9389-9813 Québec inc. faisant affaire sous le nom d'Energy Strategy pour analyser, en
8 collaboration avec Pascal Cormier, économiste en énergie, la Demande.

1 **TABLE DES MATIÈRES**

2	1.	Sommaire exécutif.....	4
3	2.	Sommaire des recommandations	6
4	3.	Présentation de la Coalition et contexte général	7
5	4.	Cadre législatif, réglementaire et économique en place	9
6	4.1	Encadrement du marché de l'électricité au Québec	9
7	4.1.1	Mécanisme de détermination du prix de l'électricité.....	9
8	4.1.2	Marché de l'électricité québécois	12
9	5.	Sommaire de la Demande.....	18
10	5.1	Tarif à l'usage.....	18
11	5.2	Pénalité pour la puissance disponible inutilisée	19
12	5.3	Prime d'énergie renouvelable	20
13	6.	La proposition du Distributeur devrait être rejetée.....	20
14	6.1	Absence de démonstration adéquate par le Distributeur (fardeau de preuve)	20
15	6.1.1	Appel de puissance non coïncident	20
16	6.1.2	La contribution des centres de données à l'interfinancement	22
17	6.2	La tarification à l'usage est contraire aux principes réglementaires applicables.	22
18	6.3	La nouvelle loi encadrant les activités du Distributeur	23
19	6.3.1	Les fondements économiques de l'utilisation du coût de service.....	24
20	6.3.2	L'utilisation du coût marginal dans les marchés déréglementés	27
21	6.3.3	Le processus de raccordement des charges.....	33
22	6.3.4	La limitation de l'obligation de desservir	34
23	6.4	Le tarif ne peut être fondé sur le coût évité.....	34
24	6.4.1	La prévision de la demande des centres de données	37
25	6.4.2	La formation du coût évité	38
26	6.4.3	Le coût moyen issu du balisage	39
27	6.5	Prime pour puissance disponible inutilisée	40
28	6.5.1	La causalité des coûts.....	43
29	6.5.2	La fongibilité de la capacité de transit	45
30	6.6	La majoration pour l'énergie renouvelable.....	47
31	7.	Conclusion	50

1. SOMMAIRE EXÉCUTIF

Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « **Distributeur** ») propose notamment dans la Demande un nouveau tarif à l'usage pour les centres de données basé sur le coût évité de long terme des nouveaux approvisionnements. La proposition du Distributeur inclut également de nouvelles dispositions quant à la pénalité associée à la puissance inutilisée (soit la « prime pour puissance disponible inutilisée ») et offre, aux nouveaux clients de la catégorie centre de données, l'opportunité de majorer le prix payé pour leur consommation en énergie et en puissance dans un objectif allégué d'assurer le caractère renouvelable de leur consommation.

Plus spécifiquement :

- La Coalition s'oppose à la mise en place d'un tarif à l'usage puisqu'une telle approche s'écarte des principes qui encadrent actuellement l'établissement des tarifs auxquels est assujéti le Distributeur.

Dans un cadre monopolistique réglementé comme au Québec, le prix d'un produit est fixé à son coût moyen et non au coût marginal. Le coût marginal détermine le prix d'un produit dans un cadre concurrentiel déréglementé comme dans plusieurs juridictions américaines et certaines provinces canadiennes, comme les provinces de l'Ontario et de l'Alberta. Le coût marginal correspond au coût variable d'un produit. De plus, le Distributeur propose d'utiliser une approximation et non un coût réel encouru aux fins de la détermination du tarif.

- La détermination d'un tarif basé sur le coût évité de long terme des approvisionnements projetés (dans le cas présent, ce qui correspond essentiellement au coût projeté d'approvisionnements additionnels que le Distributeur associe au coût marginal) et non sur les coûts réels encourus est contraire au cadre législatif et réglementaire en place qui, en ligne avec la pratique usuelle de détermination des tarifs dans un cadre monopolistique, devrait se baser sur le coût de service – soit le coût moyen des approvisionnements réels. Autoriser le Distributeur à fixer un tarif en fonction d'un coût marginal projeté ou d'une valeur économique attribuée à l'électricité plutôt qu'en fonction des coûts réels encourus constituerait un changement fondamental au cadre normatif applicable en matière tarifaire, lequel changement dépasse la simple demande tarifaire. La Coalition s'oppose à ce qu'un tarif applicable aux centres de données soit basé sur toute autre mesure que celle des coûts réels d'approvisionnement tels qu'inclus dans le coût de service.

- La proposition du Distributeur vise en outre à isoler une seule catégorie de clients afin de lui imputer des coûts prospectifs qui ne sont pas imputés aux autres catégories de clients. Une telle approche est incompatible avec les principes de

1 cohérence, d'équité et de neutralité tarifaire qui sous-tendent la réglementation des
2 services publics au Québec.

3 • Également, le Distributeur modifie la pénalité (ou « prime » selon le Distributeur)
4 applicable à la puissance inutilisée par les centres de données. La Coalition
5 s'interroge sur la validité d'une telle pénalité et s'oppose à l'application de celle-ci
6 aux centres de données existants, puisqu'elle constitue une double pénalité,
7 s'additionnant à celle déjà prévue par l'entente de contribution conclue par les
8 centres de données existants avec le Distributeur, laquelle vise déjà à garantir une
9 consommation minimale de puissance pendant une période donnée. De plus, la
10 pénalité proposée se base sur des coûts en énergie et en puissance qui n'ont aucun
11 lien de causalité entre l'objectif poursuivi par le Distributeur (tel qu'allégué dans sa
12 Demande) et l'impact qu'aurait sur son réseau la puissance ainsi inutilisée. Ainsi, si
13 la Régie juge pertinent de maintenir une telle pénalité, celle-ci devrait à tout le moins
14 se baser sur le coût évité de transport et de distribution.

15 • Finalement, le Distributeur propose d'offrir aux nouveaux centres de données une
16 majoration tarifaire afin de garantir le caractère renouvelable de leur consommation
17 d'énergie et de puissance. Cette pratique est contraire aux principes applicables
18 voulant que les caractéristiques inhérentes d'un produit (en l'occurrence l'électron)
19 demeurent liées au produit. La proposition du Distributeur devrait donc être rejetée.

20 Pour résumer, la Coalition est d'avis que la Régie devrait rejeter dans son intégralité la
21 proposition déposée par le Distributeur puisqu'elle s'inscrit en faux avec les principes
22 fondamentaux applicables en matière de réglementation, soit les principes de neutralité
23 tarifaire, de causalité des coûts, d'équité entre les catégories de consommateurs et
24 d'efficacité économique, et qu'elle ne repose sur aucun comparable connu dans le secteur
25 énergétique, tel qu'il en découle de la preuve du Distributeur.

2. SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Recommandation 1 : Rejeter la création d'un tarif à l'usage spécifique aux centres de données. Subsidiairement, si la Régie devait accepter la création de ce tarif à l'usage, le faire en s'assurant de prendre en compte les recommandations 2 à 6, dont la nécessité de baser ce tarif sur le coût de service des consommateurs centres de données.

Recommandation 2 : Rejeter le mécanisme d'établissement du tarif à l'usage applicable aux centres de données basé sur les coûts évités de long terme des nouveaux approvisionnements.

Recommandation 3 : Rejeter la mise en place d'un nouveau tarif à l'usage pour le 1^{er} novembre 2026 (section 2.2 du document HQD-1, document 1.1).

Recommandation 4 : Rejeter l'application de la prime pour puissance disponible inutilisée pour les clients existants ayant conclu une entente de contribution avec le Distributeur.

Recommandation 5 : Fixer le taux de la prime pour puissance disponible inutilisée sur le coût évité de long terme de transport et de distribution applicable.

Recommandation 6 : Rejeter la proposition de clause de majoration (HQD-1, Document 1.1, p. 12 de 13).

3. PRÉSENTATION DE LA COALITION ET CONTEXTE GÉNÉRAL

La Coalition regroupe un ensemble d'entreprises spécialisées dans le secteur des centres de données au Québec, incluant des opérateurs d'infrastructures numériques, des fournisseurs de services infonuagiques, ainsi que des acteurs technologiques engagés dans le développement, la gestion et l'optimisation de ces environnements critiques.

La Coalition a été fondée le 6 octobre 2021 dans le but de représenter les intérêts communs de ses six (6) membres auprès des instances réglementaires et gouvernementales. Elle intervient sur divers dossiers ayant un impact direct sur le développement stratégique, opérationnel et économique de l'industrie des centres de données au Québec. À eux seuls, les membres de la Coalition opèrent des centres de données sur le territoire québécois d'une puissance cumulée de plus de 600 MW répartis sur 23 sites à travers le Québec.

Selon le Distributeur, il y a présentement environ 80 centres de données en opération au Québec d'une puissance installée d'environ 150 MW¹. Hydro-Québec prévoit que le secteur des centres de données aura une puissance installée d'environ 1 100 MW en 2035².

Il y a lieu ici de distinguer deux (2) grandes catégories de centres de données : (i) les fournisseurs en co-location et (ii) les fournisseurs de type hyperscale. Les membres de la Coalition appartiennent essentiellement à la catégorie (i) bien que certains membres exercent également dans la catégorie (ii). Ainsi, l'impact d'une modification tarifaire tel que proposé par le Distributeur implique des risques contractuels et financiers importants, lesquels varient en fonction notamment des engagements que les membres de la Coalition ont pris envers leurs clients, et ultimement envers le bénéficiaire ultime.

La Demande soulève des enjeux fondamentaux pour la stabilité, la prévisibilité et l'intégrité du cadre tarifaire applicable au Québec, avec des impacts directs sur le développement économique et l'attractivité des nouvelles charges. En effet, le Distributeur invoque, au soutien de la Demande, l'émergence de nouvelles charges de grande envergure comme une menace à l'intégrité de l'évolution des coûts du système électrique. Le Distributeur fait sien le narratif nord-américain dominant qui singularise l'ensemble des enjeux des besoins croissants en renouvellement des infrastructures énergétiques et de ses besoins d'adaptation à la nouvelle donne énergétique sur les centres de données.

La réponse suivante synthétise l'objectif derrière la Demande qui n'a aucune assise dans le cadre légal et réglementaire dans lequel le Distributeur évolue³ :

¹ <https://energie.hec.ca/events/10dec2024/>

² *op.cit*

³ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4333-2026/doc/R-4333-2026-B-0034-DDR-RepDDR-2026_06_22.pdf Question 3.8

1 *La volonté du Distributeur et du gouvernement est de s'assurer de neutraliser*
2 *l'impact de l'ensemble de la charge associée aux centres de données sur le reste de*
3 *la clientèle.*

4 Bien que le Québec évolue dans le contexte économique nord-américain, la gestion de son
5 réseau électrique n'y est pas comparable. Le marché du Distributeur correspond à un
6 système classique de monopole naturel, ce qui le distingue de la structure de marché
7 dominante en Amérique du Nord qui a vu au fil des ans le morcellement du monopole des
8 entreprises de services publics.

9 L'objectif poursuivi par le morcellement de ces monopoles naturels est de favoriser les forces
10 compétitives et d'encourager l'innovation comme vecteur permettant de limiter
11 l'augmentation des coûts de services assumés par l'ensemble des consommateurs sujets à
12 la franchise monopolistique (l'objectif étant de diffuser les risques et de les faire porter par
13 les acteurs de la chaîne de valeur en mesure de les mitiger par la mise en place de structures
14 de marché à cet effet).

15 Malgré la refonte majeure du secteur énergétique québécois adoptée en 2025, le cadre
16 législatif actuel tend à perpétuer le monopole naturel d'Hydro-Québec en limitant la mise en
17 place de force compétitive et d'innovation qui caractérise l'évolution du secteur énergétique
18 mondial. Le secteur énergétique québécois se caractérise également par l'absence des
19 mécanismes concurrentiels observés dans plusieurs autres juridictions.

20 L'utilisation des coûts évités dans un cadre monopolistique prend ses origines dans
21 l'application de la *Public Utility Regulatory Policies Act* (1978) aux États-Unis⁴. Cette loi visait
22 l'introduction d'une forme de compétition entre des producteurs privés et les compagnies
23 de service public et par l'innovation via les programmes d'efficacité énergétique en se basant
24 sur le coût évité de la compagnie de service public pour déterminer l'indice de prix maximal
25 de compensation de la nouvelle production et des programmes – soit un test économique.

26 Au Québec, les mêmes principes ont été utilisés, soit l'utilisation des coûts évités pour
27 l'évaluation des programmes d'efficacité énergétique et pour l'acquisition de petites
28 centrales hydroélectriques via l'Appel Offre Restreint de 1991 (APR-91). Le recours aux coûts
29 évités n'a jamais été utilisé comme fondement à l'établissement de tarifs reposant sur le coût
30 marginal, un concept économique n'ayant pas d'application dans un monopole naturel
31 réglementé.

32 À l'égard de la majoration proposée quant au caractère renouvelable de l'électron, depuis le
33 milieu des années 2000, plusieurs législations américaines ont mis en place des lois et
34 réglementations instaurant des *Renewable Portfolio Standard* (« **RPS** ») visant la valorisation
35 des attributs environnementaux liés à la production d'électricité de certaines technologies.

⁴ <https://www.ferc.gov/qf>

1 L'objectif des RPS était de fournir les incitatifs nécessaires pour la décarbonation des
2 réseaux électriques qui étaient dominés à l'époque par des sources d'énergie émettrices
3 comme le diesel, le charbon et le gaz naturel. Ces incitatifs visaient principalement à rendre
4 économiquement rentables des technologies émergentes qui ne pouvaient se rentabiliser
5 dans la structure de détermination des prix dans ces états américains.

6 Le Distributeur propose une approche distincte en définissant lui-même les règles qui
7 régissent la structure et l'applique exclusivement à une catégorie de consommateur (qui
8 inclut les centres de données).

9 Dans ce contexte, le Distributeur instrumentalise les enjeux liés au raccordement des
10 centres de données aux États-Unis. Selon l'*Electric Power Research Institute* (« **EPRI** »), la
11 part de la demande liée aux centres de données aux États-Unis serait entre 10 et 20 % de la
12 demande totale à l'horizon 2035⁵. Le Distributeur prévoit, avant l'augmentation des tarifs,
13 des raccordements d'environ 1 102 MW d'ici 2035, soit environ 2,31 % de la puissance
14 hivernale anticipée.

15 Le Distributeur considère qu'une part de marché, connue et prévisible (puisque prévue dans
16 les ententes de contribution), de 2,31 %, est une menace à la stabilité de son réseau et risque
17 d'en faire exploser les coûts de services applicables aux autres clients et que cela justifie une
18 révision fondamentale du traitement tarifaire applicable aux centres de données. Cette
19 méthodologie de détermination des tarifs pour un usage spécifique aux centres de données
20 dénature les concepts fondamentaux de la théorie économique du secteur énergétique, de
21 même que les assises d'utilisation des coûts évités et de l'utilisation des attributs
22 environnementaux⁶.

23 **4. CADRE LÉGISLATIF, RÉGLEMENTAIRE ET ÉCONOMIQUE EN PLACE**

24 **4.1 Encadrement du marché de l'électricité au Québec**

25 Avant d'examiner plus particulièrement la Demande, il convient de situer celle-ci dans le
26 contexte du cadre législatif, réglementaire et économique qui encadre la commercialisation
27 de l'électricité au Québec. Cette mise en contexte permet de mieux comprendre les
28 principes qui gouvernent la fixation des tarifs d'électricité ainsi que le rôle respectif du
29 régulateur et de l'entreprise réglementée.

30 **4.1.1 Mécanisme de détermination du prix de l'électricité**

31 Sur le plan économique, le coût de l'électricité livrée à un client comprend plusieurs
32 composantes distinctes, notamment le coût de l'énergie (l'« **électron** »), les coûts associés

⁵ <https://powering-intelligence.epri.com/load-growth.html>

⁶ Notons au passage que, selon le Plan d'approvisionnement du Distributeur, la croissance de la demande liée à la décarbonation des procédés industriels montre un niveau de croissance et des caractéristiques de consommation comparables aux centres de données. Une situation qui ne semble pas préoccuper le Distributeur.

1 au transport et à la distribution de l'électricité ainsi que, dans certaines juridictions, la valeur
2 des attributs environnementaux. À ces composantes s'ajoutent les investissements
3 nécessaires au maintien de la fiabilité du réseau et à la satisfaction des besoins de puissance
4 de la clientèle.

5 L'importance relative de chacune de ces composantes varie selon les caractéristiques
6 propres à chaque catégorie de consommateurs. À titre d'exemple, un grand client industriel
7 présentant un facteur d'utilisation élevé et raccordé à un niveau de tension important,
8 comme un centre de données, supporte généralement une part moins importante des coûts
9 de transport et de distribution qu'un client résidentiel dont le facteur d'utilisation est plus
10 faible et dont la consommation est davantage concentrée durant certaines périodes de
11 l'année.

12 En raison de leur caractère monopolistique, les réseaux de transport et de distribution sont
13 généralement assujettis à une réglementation économique. Dans la plupart des juridictions,
14 les tarifs applicables à ces services sont établis par un organisme de réglementation
15 indépendant selon une approche fondée sur le coût de service qui inclut un rendement sur
16 les actifs de transport et distribution et la récupération du coût moyen des
17 approvisionnements.

18 Comme plus amplement détaillée au présent mémoire, cette approche s'explique
19 principalement par l'importance des investissements en capital requis pour développer,
20 maintenir et moderniser les infrastructures de transport et de distribution (forte barrière à
21 l'entrée qui limite la possible compétition entre les investisseurs en infrastructure). Dans un
22 tel contexte, une tarification fondée sur le coût de service, mesuré par le rendement sur la
23 base tarifaire reconnue par le régulateur, est généralement reconnue comme étant plus
24 appropriée pour ce type d'actif (soit les infrastructures de transport et de distribution).

25 Pour ce qui est des composantes énergie et puissance, dans un contexte monopolistique, la
26 tarification de ces composantes est déterminée par le coût d'approvisionnement des
27 produits.

28 À l'inverse, d'autres juridictions ont introduit une concurrence dans les activités de
29 production d'électricité (donc une déréglementation). Dans ces marchés, le prix de l'énergie
30 est généralement déterminé selon le coût marginal des ressources de production
31 nécessaires pour satisfaire la demande. Afin d'assurer la fiabilité du réseau, ces marchés
32 comprennent également divers mécanismes complémentaires, notamment des marchés de
33 capacité, des marchés de services auxiliaires ainsi que, dans certains cas, des mécanismes
34 permettant de valoriser les attributs environnementaux.

35 Toutefois, même dans les juridictions ayant déréglementé la production d'électricité, les
36 services de transport et de distribution demeurent généralement réglementés et leurs tarifs
37 continuent d'être établis selon une approche fondée sur le coût de service.

38 Le Québec a retenu un modèle différent. Hydro-Québec est une entreprise verticalement
39 intégrée qui assure la production, le transport, la distribution et la commercialisation de
40 l'électricité. Dans un tel contexte, les tarifs applicables aux différentes catégories de

1 consommateurs sont établis par un organisme de réglementation indépendant (soit la Régie
2 de l'énergie) selon les principes applicables aux monopoles réglementés.

3 Le rôle du régulateur consiste notamment à examiner les coûts composant le revenu requis
4 afin de s'assurer que les tarifs permettent d'offrir un service fiable au moindre coût
5 compatible avec une saine gestion de l'entreprise, tout en permettant à celle-ci d'obtenir un
6 rendement raisonnable sur les capitaux investis.

7 En contrepartie de leur situation monopolistique, les entreprises réglementées sont
8 généralement assujetties à une obligation de desserte. Cette obligation découle de
9 l'absence de solutions concurrentielles pour les consommateurs. Il incombe donc au
10 régulateur de protéger les consommateurs contre l'exercice d'un pouvoir de marché, que
11 pourrait exercer le monopoleur, et de veiller à ce que les tarifs soient établis selon des
12 critères objectifs, transparents et non discriminatoires.

13 En théorie économique, un monopole non réglementé pourrait chercher à capter une part
14 importante, voire la totalité, du surplus du consommateur en fixant un prix correspondant à
15 la capacité à payer propre à chaque catégorie de client. Une telle pratique est incompatible
16 avec les principes généralement reconnus en matière de réglementation économique des
17 services publics.

- 18 • À cet égard, la Régie rappelle dans son avis A-2017-01 les principes tarifaires inspirés
19 des travaux de Bonbright, selon lesquels une structure tarifaire devrait notamment⁷ :
20 refléter la causalité des coûts;
21 • transmettre des signaux de prix économiquement efficaces;
22 • limiter les subventions croisées entre catégories de consommateurs;
23 • répartir les coûts fixes selon les inducteurs de coûts appropriés.

24 En l'absence d'un marché concurrentiel permettant de déterminer de façon neutre et non
25 discriminatoire la valeur de l'électricité, il appartient au régulateur de s'assurer que la
26 méthodologie tarifaire respecte ces mêmes principes.

27 Cette neutralité revêt une importance particulière dans un contexte où les décisions
28 tarifaires influencent directement l'attractivité économique du Québec et les décisions
29 d'investissement des entreprises. Un cadre tarifaire fondé sur des critères objectifs favorise
30 la prévisibilité réglementaire et contribue à maintenir la compétitivité du Québec dans
31 l'ensemble des secteurs économiques, y compris celui des infrastructures numériques
32 critiques représentées par les membres de la Coalition.

33 Dans cette perspective, les tarifs devraient être établis en fonction des caractéristiques
34 objectives de la consommation d'électricité plutôt qu'en fonction de l'activité économique
35 exercée par un client. Les caractéristiques pertinentes comprennent notamment :

- 36 • la puissance appelée (MW);
37 • le facteur d'utilisation;

⁷ <https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/participants-travaux-reglementaires/avis-de-la-regie/A-2017-01.pdf>

- 1 • le profil horaire de consommation;
- 2 • la flexibilité ou le caractère interruptible de la charge;
- 3 • la prévisibilité de la demande;
- 4 • le coût réel du raccordement;
- 5 • les coûts de renforcement du réseau attribuables au client.

6 Ainsi, deux consommateurs présentant des caractéristiques de consommation
7 comparables devraient, en principe, bénéficier d'un traitement tarifaire équivalent,
8 indépendamment de leur secteur d'activité.

9 Cette approche est conforme aux principes de neutralité tarifaire, de causalité des coûts et
10 de non-discrimination qui sous-tendent traditionnellement la réglementation économique
11 des services publics.

12 Comme il sera démontré à la section suivante, l'établissement d'un tarif différencié
13 principalement en fonction du secteur d'activité d'une catégorie de clients est susceptible
14 de créer une distorsion économique entre les différentes clientèles desservies par Hydro-
15 Québec, notamment lorsque des clients québécois se voient appliquer un tarif supérieur à
16 la valeur économique observée pour le même électron (ou un électron similaire) vendu sur
17 les marchés d'exportation.

18 **4.1.2 Marché de l'électricité québécois**

19 À l'instar de l'économie québécoise, qui s'inscrit dans un environnement de marché
20 caractérisé par des échanges importants de biens et services avec les autres juridictions, le
21 secteur de l'électricité du Québec s'inscrit également dans une réalité économique nord-
22 américaine intégrée. L'électricité produite par Hydro-Québec contribue à répondre aux
23 besoins de la clientèle québécoise, mais elle constitue également une composante
24 importante des échanges énergétiques avec les réseaux voisins.

25 Les ressources hydroélectriques dont dispose le Québec ont d'ailleurs constitué un facteur
26 déterminant dans l'attractivité économique de la province. La disponibilité d'une énergie
27 renouvelable, fiable et compétitive a notamment contribué à attirer des investissements
28 majeurs et à soutenir le développement de secteurs industriels stratégiques, tels que
29 l'aluminium et l'industrie forestière.

30 Cette attractivité repose également sur la prévisibilité du cadre réglementaire et tarifaire
31 applicable aux grands consommateurs d'électricité.

32 L'électricité constitue une commodité fongible qui s'inscrit dans un marché régional
33 dépassant les frontières du Québec. À l'instar des autres biens et services faisant l'objet
34 d'échanges interprovinciaux et internationaux, l'électricité circule entre les différents
35 réseaux interconnectés d'Amérique du Nord en fonction des conditions du marché, de la
36 disponibilité des ressources et des besoins des consommateurs.

37 Le Québec dispose d'une capacité importante d'échange avec les réseaux voisins. Sans
38 même considérer les deux nouvelles interconnexions bidirectionnelles, notamment le New

1 *England Clean Energy Connect (« NECEC »)* et le *Champlain Hudson Power Express*
2 (*« CHPE »*), les interconnexions existantes représentent une capacité de commercialisation
3 (import et export) additionnelle de plus de 2 300 MW. Hydro-Québec dispose d'une capacité
4 de transport interrégionale importante, soit plus de 11 514 MW en mode réception et
5 8 177 MW en mode livraison⁸.

6 À titre illustratif, l'historique des ventes d'électricité d'Hydro-Québec ainsi qu'une
7 représentation des principaux marchés desservis sont présentés ci-dessous :

Graphique 1 : Ventes d'Hydro-Québec



Source : Rapports annuels d'Hydro-Québec

8

9 Il est donc important de considérer, dans le présent dossier, que le marché de l'électricité du
10 Québec n'est pas désincarné de la réalité des marchés voisins. En effet, les électrons
11 provenant des ressources de production d'Hydro-Québec répondent simultanément aux
12 besoins des clients québécois ainsi qu'aux clients situés sur les réseaux voisins. À titre
13 d'exemple, un centre de données situé dans le nord de l'état de New York pourrait alimenter
14 ses installations avec de l'électricité provenant physiquement du Québec à un prix
15 nettement inférieur au tarif proposé par le Distributeur pour un centre de données au
16 Québec.

17 À ce sujet, nous reproduisons ci-dessous un tableau sur les prix de l'énergie observés à la
18 frontière entre le Québec et le réseau de New York⁹, lesquels sont nettement en deçà des
19 prix proposés dans la Demande :

⁸ Fichiers Excel des suivis de l'entente globale cadre produit par Hydro-Québec. Onglet 1 – EC
horaire

⁹ Suivis de l'entente globale cadre à la Régie de l'énergie

NYISO (DAM HQ + frais de sortie)	
Année	Cents/kWh
2016	2,14
2017	3,12
2018	3,91
2019	3,14
2020	2,56
2021	3,91
2022	7,15
2023	4,11
2024	5,33
2025	5,49
Moyenne	4,09

Comme on peut le voir en consultant le tableau ci-dessus, on note qu’historiquement, le prix annuel moyen à l’interconnexion Massena entre le Québec et le nord du réseau de New York (« interconnexion HQ-Massena ») est très compétitif. La valeur moyenne du prix de l’énergie observée à l’interconnexion HQ-Massena pour la période 2016-2026 s’établit à 4,09 cents/kWh. Cette valeur est comparable à la composante énergie du tarif LG applicable à compter du 1^{er} avril 2026, soit 4,324 cent/kWh.

Cette comparaison doit toutefois être interprétée avec prudence. Les prix observés sur les marchés de gros varient en fonction de nombreux facteurs, notamment les conditions hydrologiques, la disponibilité des ressources de production, la demande instantanée et les conditions opérationnelles des réseaux.

Cela étant, l’interconnexion HQ-Massena bénéficie historiquement de conditions favorables pour les consommateurs, notamment en raison de la présence importante de ressources d’électricité renouvelables et de la contribution des ressources québécoises dans un marché présentant une demande relativement limitée dans cette zone. On y observe donc un certain niveau de convergence entre la valeur de l’énergie pour les clients de grande puissance et le prix du marché de gros au sud de notre frontière. Cette réalité de marché peut expliquer pourquoi une des quatre alumineries des États-Unis qui y est installée vient d’annoncer la conclusion d’une entente de fourniture d’hydroélectricité à bas prix¹⁰.

D’ailleurs, le cadre réglementaire fédéral entourant les permis d’exportation établit un lien direct entre l’électricité exportée et celle consommée à l’intérieur des frontières canadiennes.¹¹

¹⁰ <https://www.wwnylv.com/2025/10/22/deal-reached-keep-500-jobs-alcoa-massena/>

¹¹ <https://laws.justice.gc.ca/fra/lois/c-15.1/page-21.html#docCont>

1

Exportation

2

355 Il est interdit d'exporter de l'électricité, sauf conformément à un permis ou une licence respectivement délivrée en vertu des articles 356 ou 361.

3

4

...

5

6

Délivrance d'un permis d'exportation (356 à 359) :

7

8

Sursis

9

359 (1) La Commission peut recommander au ministre de prendre un décret au titre de l'article 360 visant une demande d'exportation d'électricité et surseoir à la délivrance de permis pour la durée nécessaire à la prise du décret. La Commission rend publique la recommandation.

10

11

12

(2) Lorsqu'elle décide de formuler la recommandation, la Commission tente d'éviter le chevauchement des mesures prises au sujet de l'exportation d'électricité par le demandeur et le gouvernement de la province exportatrice et tient compte :

13

14

15

a) des conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice;

16

17

b) du fait que le demandeur :

18

○ **(i) a ou non informé quiconque s'est montré intéressé par l'achat d'électricité pour consommation au Canada des quantités et des catégories de services offerts,**

19

20

21

○ **(ii) a ou non donné la possibilité d'acheter de l'électricité à des conditions aussi favorables que celles indiquées dans la demande, à ceux qui ont, dans un délai raisonnable suivant la communication de ce fait, manifesté l'intention d'acheter de l'électricité pour consommation au Canada;**

22

23

24

25

26

c) de tout autre facteur prévu par règlement.

27

[...]

28

29

Licence d'exportation (360 à 365) :

30

31

361 (1) Sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, la Commission peut délivrer une licence d'exportation d'électricité visée par un décret en cours de validité, pris en vertu de l'article 360.

32

33

34

Facteurs

35

(2) Avant de délivrer une licence, la Commission tient compte :

36

○ **a)** des conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice;

37

38

○ **b) du fait que le demandeur :**

39

▪ **(i) a ou non informé quiconque s'est montré intéressé par l'achat d'électricité pour consommation au Canada des quantités et des catégories de services offerts,**

40

41

42

▪ **(ii) a ou non donné la possibilité d'acheter de l'électricité à des conditions aussi favorables que celles indiquées dans la demande, à ceux qui ont, dans un délai raisonnable suivant la communication de ce fait, manifesté l'intention d'acheter de l'électricité pour consommation au Canada;**

43

44

45

46

47

48

[...]

49

[Nous soulignons]

50

51

1 Ainsi, le législateur offre la possibilité à des clients de consommer au Canada l'électricité
2 qu'un exportateur désire vendre hors Canada, et ce aux mêmes conditions. Par cette
3 disposition législative, il existe un lien direct entre la valeur de l'électricité vendue sur les
4 marchés externes et l'électricité vendue à l'intérieur des frontières canadiennes.

5 Il faut comprendre que la détermination du prix vendu aux frontières est le fruit de l'équilibre
6 entre l'offre et la demande aux différents points d'injections et ce à toutes les heures de
7 l'année. Il s'agit d'un mécanisme de détermination de prix neutre et non discriminatoire.

8 Comme indiqué précédemment, Hydro-Québec est un participant actif aux marchés voisins.
9 Il est également pertinent de constater que les ventes réalisées aux interconnexions peuvent
10 être effectuées à des prix qui diffèrent sensiblement du coût réel de développement de
11 nouvelles ressources qui fournissent les produits exportés.

12 Cette situation s'explique notamment par le fait qu'Hydro-Québec commercialise
13 l'électricité provenant de l'ensemble de son parc de production plutôt qu'une production
14 associée à une ressource spécifique. Cette approche est communément désignée par
15 l'expression « *system mix* »¹².

16 À titre d'exemple, le contrat de vente d'électricité conclu entre Hydro-Québec et les *Vermont*
17 *Joint Owners* définit l'électricité fournie par Hydro-Québec comme suit¹³ :

18 1.56 "HQP System Mix" means, with respect to any given calendar year during
19 the Term, the Hydro-Québec Production system generation mix in the province of
20 Québec, the actual content of which for such calendar year shall be confirmed by
21 Seller in the annual attestation provided by Seller in accordance with Section 3.3(f),
22 which generation mix shall be comprised of not less than ninety percent (90%)
23 hydroelectricity. For avoidance of doubt, each MWh in the HQP System Mix shall be
24 comprised of not less than ninety percent (90%) hydroelectricity.

25 [Nous soulignons]

26 Cette définition confirme que l'électricité vendue par Hydro-Québec repose sur la
27 composition globale de son parc de production (« HQP System Mix »), lequel comprend
28 principalement de l'hydroélectricité. La valeur économique de cette énergie ne repose donc
29 pas uniquement sur le coût de développement d'une nouvelle source de production, mais
30 elle doit représenter le coût moyen de l'ensemble des caractéristiques économiques du
31 portefeuille de production disponible.

32 Cette approche est également cohérente avec les déclarations publiques faites par Hydro-
33 Québec concernant ses activités d'exportation. Dans un article publié en 2019, un

¹² À noter que ce type de commercialisation n'est pas usuel et n'a pas de comparable en Amérique du Nord.

¹³ <https://contracts.justia.com/companies/central-vermont-public-service-corp-38197/contract/687073/>

représentant de la société d'État expliquait que l'évaluation de la rentabilité des exportations devait tenir compte du coût moyen de production plutôt que du seul coût marginal¹⁴ :

Un prix moyen inférieur à son coût marginal

En 2019, Hydro-Québec a effectivement vendu son énergie aux États-Unis à un prix moyen de 4,3 cents le kilowattheure (kWh), ce qui est très inférieur à son coût marginal, qui se chiffrait à 6,8 cents le kWh pour son dernier projet, la Romaine.

Or, sur le plan économique, cela n'a pas de sens pour la société d'État de vendre son énergie en deçà de son coût marginal, affirme Jean-Thomas Bernard. « On ne peut pas développer des projets à 6,8 cents pour vendre ensuite l'énergie à 3 ou à 4 cents », dit-il. Une logique qui s'applique du reste à l'ensemble des entreprises.

Hydro-Québec rétorque que ses ventes à l'exportation proviennent de l'ensemble de son parc de production, incluant les centrales de la Baie-James, dont le coût moyen de production s'élève à 2,05 cents le kWh.

« Ainsi, le calcul de notre rentabilité à partir du coût marginal de production est erroné, insiste Simon Bergevin. Dans notre réalité, où l'amortissement de certaines de nos centrales est terminé et où ces centrales ont une durée de vie de plus de cent ans, notre profitabilité est fondée sur le coût de production moyen.

[Nous soulignons]

Ainsi, selon la pratique commerciale présentée par Hydro-Québec, la valeur économique de ses ventes d'électricité repose sur une approche tenant compte de l'ensemble de son parc de production et de ses coûts moyens de production qui s'établissait à 2,05 cents/kWh en 2019.

Cette approche est cohérente avec une logique de portefeuille (HQP System Mix) plutôt qu'avec une tarification fondée exclusivement sur le coût marginal d'un nouvel approvisionnement.

Comme il sera démontré dans le présent mémoire, l'établissement d'un tarif spécifique applicable aux centres de données fondé principalement sur le coût marginal soulève des enjeux de cohérence avec les principes généralement reconnus de tarification des monopoles réglementés ainsi qu'avec l'approche commerciale utilisée par Hydro-Québec sur les marchés d'exportation.

Dans ce contexte, il importe d'examiner si une distinction tarifaire fondée sur l'usage ou une classe de client plutôt que sur les caractéristiques objectives de consommation serait compatible avec les principes de neutralité tarifaire, d'équité et d'efficacité économique applicables en matière de réglementation.

¹⁴ <https://www.lesaffaires.com/dossiers/energie-2/lelectricite-quebecoise-peut-elle-demeurer-concurrentielle-2/>

5. SOMMAIRE DE LA DEMANDE

Le Distributeur propose la mise en place d'un nouveau tarif à l'usage spécifiquement applicable aux opérations des centres de données. Le Distributeur fonde sa proposition sur :

- (i) le Décret 89-2026 émis par le Gouvernement du Québec;
- (ii) la prétendue croissance exceptionnelle des raccordements de centres de données; et
- (iii) le risque que cette croissance présente pour les autres utilisateurs du réseau électrique.

Au surplus, le Distributeur modifie les dispositions relatives à la mise en place d'une pénalité relative à la non-utilisation de la puissance disponible.

Finalement, le Distributeur ajoute une disposition permettant aux opérateurs de nouveaux centres de données de payer, via une clause de majoration, une surprime afin de garantir les caractéristiques des électrons consommés.

Au support de sa Demande, le Distributeur dépose une étude de balisage qui étaye des tarifs en place ou proposés qui se compareraient à ceux proposés par le Distributeur et qui permettraient de résoudre les enjeux de raccordement auxquels feraient face le Distributeur dans l'opération de son réseau.

Nous présentons ci-dessous notre position générale à l'égard de chacune de ces composantes d'intérêt de la Demande, laquelle position sera élaborée plus en détail par la suite.

5.1 Tarif à l'usage

Le Distributeur propose de fixer un tarif à l'usage pour les centres de données basé sur les coûts évités à long terme. Comme mentionné dans le rapport de Dunsky, la tarification à l'usage n'est pas une pratique usuellement appliquée dans le secteur énergétique nord-américain¹⁵ :

Ce pivot stratégique des gouvernements et fournisseurs d'électricité, bien que récent, fait déjà émerger des tendances nettes sur le marché nord-américain :

- *État des lieux : on constate d'abord une véritable démultiplication des tarifs visant à mieux encadrer la demande des centres de données et d'autres charges de grande puissance, avec 46 nouveaux tarifs recensés en 2025 par rapport à 8 en 2024. La motivation principale demeure la protection des autres catégories de*

¹⁵ Op. cit.

1 consommateurs, notamment avec des tarifs reflétant les coûts marginaux de
2 production et de réseau.

3 D'autres objectifs entrent également en jeu, dont la pleine valorisation de la
4 ressource électrique, le soutien à l'innovation, le recours au financement tiers et
5 l'instauration d'un cadre offrant les balises et la flexibilité réglementaire requise pour
6 encadrer un secteur marqué par une forte incertitude.

7 **• Critères d'application : en pratique, ces tarifs ne sont jamais définis en fonction**
8 **de l'activité exercée par les centres de données (avec l'exception de la**
9 **cryptomonnaie), mais la majorité repose sur des critères d'assujettissement liés**
10 **à la puissance installée (seuil minimal ou maximal).** En outre, dans 40 % des cas
11 que nous avons recensés, le tarif s'applique aussi à la clientèle « centre de données »
12 existante, parfois avec une période de grâce.

13 [Nous soulignons.]

14 La proposition du Distributeur d'utiliser le coût évité de long terme pour calculer le Tarif CD
15 est questionnable sur plusieurs aspects :

- 16 (i) il ne représente pas le coût de service puisque le coût évité représente une
17 approximation des coûts d'approvisionnements à venir;
18 (ii) il va à l'encontre des principes de détermination des tarifs imposés par le cadre
19 législatif et réglementaire en place au Québec;
20 (iii) il ne permet pas d'évaluer la valeur économique d'une disposition tarifaire ou d'un
21 programme.

22 **5.2 Pénalité pour la puissance disponible inutilisée**

23 Le Distributeur ajuste la pénalité pour la puissance disponible inutilisée pour tenir compte
24 de la montée en charge prévue des centres de données. La proposition ne tient pas compte
25 de la causalité des coûts et base la pénalité sur des coûts d'énergie et de puissance.

26 La proposition de pénaliser un client pour la sous-utilisation de la puissance souscrite est
27 déjà incluse dans les ententes de contribution intervenues entre les clients existants et le
28 Distributeur. Ainsi, la proposition d'ajouter dans le Tarif CD une sanction supplémentaire
29 constitue une double pénalité pour le même objet, ce qui ne devrait pas être applicable pour
30 les clients existants.

31 De plus, le Distributeur allègue viser, par l'imposition de la pénalité, une meilleure utilisation
32 des infrastructures de transport et de distribution. Cependant, il module la pénalité sur des
33 coûts en énergie et puissance. Il n'y a aucun lien de causalité entre l'objectif du Distributeur
34 et la pénalité.

35 L'enjeu que le Distributeur identifie est lié aux investissements en infrastructure de transport
36 et de distribution. Ainsi, en respect de la causalité des coûts, la pénalité devrait être modulée
37 sur les coûts évités en transport et distribution.

5.3 *Prime d'énergie renouvelable*

La proposition offerte aux nouveaux clients centres de données assujettis au Tarif CD de majorer le tarif payé afin de garantir les attributs environnementaux des électrons consommés est également problématique : (i) le Distributeur agit essentiellement comme courtier du gouvernement en référant au processus d'allocation des blocs énergétique comme lieu de détermination de cette majoration, (ii) le Distributeur utilise les tarifs pour modifier un processus décisionnel dans lequel il n'aurait pas d'autorité (iii) change la nature d'un produit sans fondement législatif ou réglementaire.

En somme, les membres de la Coalition s'opposent à la proposition du Distributeur puisqu'elle :

- (i) ne trouve pas de fondement dans les lois et règlements applicables;
- (ii) ne s'ancre sur aucun fondement économique justifiant une telle approche tarifaire;
- (iii) dénature l'utilisation traditionnelle des coûts évités;
- (iv) est en contradiction directe avec les principes de la réglementation au coût de service et d'établissement des tarifs par catégorie de clients (et non à l'usage);
- (v) ne respecte pas les principes de base qu'un produit vendu inclut ses caractéristiques; et
- (vi) ne respecte pas la causalité des coûts dans l'établissement de la pénalité monétaire liée à la puissance disponible inutilisée.

6. LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR DEVRAIT ÊTRE REJETÉE

6.1 *Absence de démonstration adéquate par le Distributeur (fardeau de preuve)*

Considérant le contexte réglementaire et économique dans lequel Hydro-Québec évolue, comme décrit à la section 4, et conformément aux motifs détaillés aux prochaines sections, la Coalition est d'avis que le Distributeur n'a pas rencontré son fardeau de preuve justifiant la création d'un tarif à l'usage applicable aux centres de données.

6.1.1 *Appel de puissance non coïncident*

Comme l'indique le Distributeur dans son application tarifaire, les centres de données utilisent des « systèmes de refroidissement et de ventilation nécessaires à leur fonctionnement. »¹⁶ Ces équipements sont principalement nécessaires durant la période estivale.

Le système électrique opéré par le Distributeur se caractérise par de fortes pointes en période hivernale. Pour cette raison, l'ensemble des critères de fiabilité et les investissements requis pour le maintien de cette fiabilité et de la résilience du réseau se

¹⁶ HQD-1, Document 1.1

basent sur des critères définis en pointe hivernale. Que ce soit les coûts de raccordement au réseau de nouvelles charges ou bien pour les approvisionnements de produits énergétiques comme l'énergie et la puissance. En général, la demande en puissance d'un centre de données est en moyenne 15 % plus faible en hiver qu'en été.

Ainsi, lorsqu'un centre de données est implanté dans un système électrique ayant une pointe estivale, la pointe coïncidente du centre de données avec celle du réseau induit des impacts importants dans la planification et les coûts financiers liés au raccordement d'une telle charge. Une situation qui exacerbe le risque financier que doivent supporter les clients du réseau. *A contrario*, si la pointe du réseau et celle du centre de données sont déphasées, alors ce risque n'est pas présent.

Dans son rapport d'expertise, Dunsky répertorie une liste de juridictions où opèrent des compagnies de service public ayant implanté des tarifs spéciaux pour des charges s'apparentant à celles d'un centre de données afin de prémunir les autres clients de la compagnie des risques financiers associés. La grande majorité de ces juridictions font partie de réseaux électriques avec une pointe estivale en phase avec celle des centres de données.

En revanche, les tarifs et conditions de services mises en place sur ces territoires pour résoudre des enjeux de fiabilité et de résilience de ces réseaux n'ont aucun lien ou apparenté avec les enjeux auxquels fait face le Distributeur avec l'intégration de charges du type centre de données, étant donné l'absence de concordance des pointes. D'ailleurs, on note que la plupart des nouveaux encadrements réglementaires répertoriés dans l'étude de balisage ne visent pas spécifiquement les centres de données, mais plutôt de grands clients industriels, incluant des centres de données, ayant des profils de charges similaires aux centres de données.

Ainsi, il serait hasardeux, voire arbitraire, pour le Distributeur de tracer des liens de causalité entre les conditions qui mènent les états nichés dans des réseaux électriques avec pointe estivale synchronisée à celle des centres de données sur leurs territoires à mettre en place des solutions adaptées et de transposer ces solutions dans un cadre complètement différent, comme c'est le cas au Québec.

Comme le souligne à juste titre le rapport Dunsky¹⁷ :

(l)es tarifs ne sont jamais défini en fonction de l'activité exercée... mais la majorité sur des critères d'assujettissement liés à la puissance installée.

La causalité des coûts de service est un facteur essentiel afin de déterminer l'allocation de ceux-ci à un tarif.

¹⁷ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4333-2026/doc/R-4333-2026-B-0005-Dem-Piece-2026_02_19.pdf page ii

6.1.2 La contribution des centres de données à l'interfinancement

L'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« LRÉ ») prévoit que la « Régie **ne peut** fixer le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs » (nous soulignons). Or dans ses réponses à la demande de renseignements (« DDR ») de la Régie¹⁸, le Distributeur :

*constate toutefois que conséquemment à une approbation du Tarif CD par la Régie, la stratégie de rééquilibrage pourrait être moins accentuée que prévu compte tenu de **la contribution importante à l'interfinancement de cette nouvelle catégorie de consommateurs.***

[Nous soulignons]

Le Distributeur poursuit en indiquant¹⁹ :

*(...) que **les tarifs visent à récupérer l'ensemble du revenu requis, dont notamment le coût de fourniture qui en est une composante. Cependant, compte tenu de l'interfinancement (art 52.1 de la LRÉ), il n'existe pas d'arrimage exact entre les revenus générés par un tarif et le coût de desserte d'une catégorie de consommateurs.***

[Nous soulignons]

Par sa proposition, le Distributeur demande à la Régie de fixer un tarif qui a comme objectif de modifier l'interfinancement des consommateurs du tarif LG et d'en faire porter une partie du fardeau par les clients assujettis au nouveau tarif (à l'usage) CD.

L'importante disproportion des coûts assumés par les clients assujettis au nouveau Tarif CD par rapport aux coûts causés par ces derniers ne saurait être interprétée autrement qu'une tentative du Distributeur de contourner une disposition législative venant tout juste d'être débattue et entérinée (soit le nouvel article 52.1 de la LRÉ); qui au demeurant représente un ancrage cardinal dans le corpus législatif et réglementaire auquel est assujetti le Distributeur et qui guide la Régie dans son analyse de la Demande, ce qui invite à une grande prudence.

6.2 La tarification à l'usage est contraire aux principes réglementaires applicables

Les préoccupations et les évolutions tarifaires qui ont cours dans d'autres juridictions et sur lesquelles se fondent la proposition du Distributeur n'ont aucune comparaison dans le contexte québécois :

- (i) La proportion de la charge des centres de données dans les besoins totaux du Distributeur ne justifie pas la mise en place d'un tarif à l'usage;

¹⁸ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4333-2026/doc/R-4333-2026-B-0032-DDR-RepDDR-2026_06_22.pdf Question 1.6.1

¹⁹ Idem, Question 1.3.4

- (ii) La limitation de l'obligation de servir du Distributeur est unique en Amérique du Nord et sert de rempart à toutes préoccupations qu'aurait le Distributeur quant à l'impact des centres de données sur son réseau et sur les autres consommateurs;
- (iii) La structure de marché dans les juridictions comparées offre aux centres de données des opportunités de ne pas payer le tarif de dernier recours des compagnies de service public, ce qui n'est pas le cas dans le cadre législatif et réglementaire applicable au Québec;
- (iv) Les conditions de raccordement américaines imposent un risque financier important sur les autres clients et les investisseurs dans les compagnies de service public. Au contraire, au Québec, les ententes de contribution protègent les clients existants et le Distributeur a accès à des sûretés financières comme moyen de mitigation des risques d'infrastructure.

Sur cette base, les membres de la Coalition soumettent que l'imposition d'un tarif à l'usage comme mesure de protection des clients du Distributeur lié aux prétendus risques de surinvestissement sur la base de situations comparables dans d'autres juridictions ayant des réalités et des cadres législatifs et réglementaires différents ne peuvent former une base permettant de justifier un tarif prohibitif comme moyen de mitigation de risques qui n'existent pas ou qui sont déjà mitigés autrement. Cela ne constitue pas un fondement suffisant pour justifier l'imposition d'un tarif à l'usage applicable aux centres de données au Québec.

6.3 La nouvelle loi encadrant les activités du Distributeur

La LRÉ (ayant fait l'objet d'une réforme en juin 2025 par le biais de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (« **Loi 24** »)) définit le cadre de détermination des tarifs d'électricité et prévoit notamment que ceux-ci sont assujettis à l'approbation de la Régie de l'énergie.

L'article 48 de la LRÉ définit l'encadrement des révisions tarifaires usuelles aux trois (3) ans ou selon certaines circonstances particulières ou à la demande d'une personne intéressée, du Distributeur ou du Transporteur. Le Distributeur doit nécessairement consulter le ministre lorsque la demande de révision est faite hors du cycle normal de trois (3) ans. Sans égard au type de demande de révision, le revenu requis au support de la demande est déterminé sur la base des coûts de service.

De plus, l'article 49 de la LRÉ encadre les éléments qui doivent guider la détermination d'un tarif :

49. Lorsque la Régie fixe un tarif de transport ou de distribution d'électricité ou un tarif de distribution de gaz naturel, elle doit notamment :

(...)

*2° déterminer **les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service** notamment, pour tout tarif, les*

1 dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport
2 d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une
3 autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son
4 propre réseau de transport;

5 (...)

6 7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service
7 sont **justes et raisonnables**;

8 **8° tenir compte des prévisions de vente;**

9 [Nous soulignons]

10 Il découle de ces dispositions que les tarifs doivent être basés sur les coûts de service
11 nécessaires à la prestation du service, que ceux-ci doivent être justes et raisonnables et être
12 basés sur des prévisions de vente.

13 De telles prévisions sont connues depuis le dépôt du dernier Plan d'approvisionnement tel
14 que mis à jour²⁰. Le Distributeur ne peut donc invoquer un changement soudain de celles-ci
15 qui justifierait soudainement une récupération des coûts non prévisibles au surplus des
16 coûts réels de prestation de ses services.

17 La proposition du Distributeur de mettre en place un tarif à l'usage basé sur des coûts autres
18 que ceux réellement encourus pour l'ensemble de ses clients est en directe contravention
19 du cadre législatif et réglementaire en place et devrait être, à sa face même, rejetée.

20 **6.3.1 Les fondements économiques de l'utilisation du coût de service**

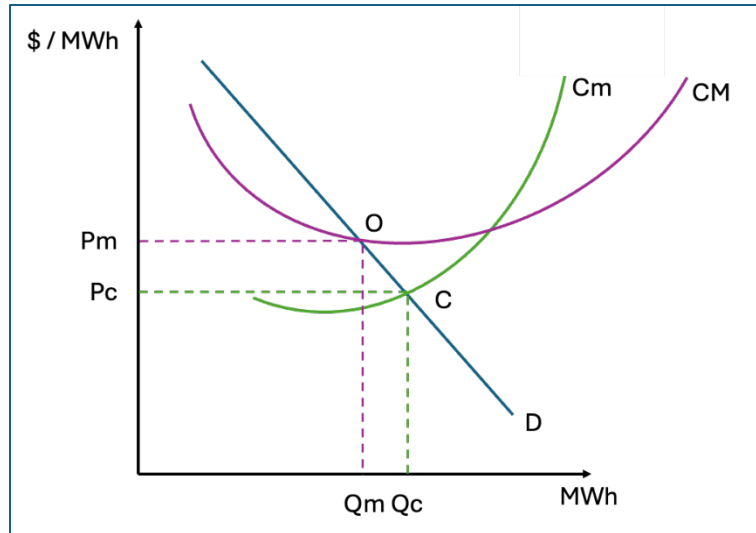
21 La théorie économique est claire sur la méthode de détermination des prix (tarifs) dans le
22 cadre d'un monopole naturel comme celui dans lequel opère le Distributeur²¹.

23 Un monopole naturel se caractérise par une importante barrière à l'entrée provenant des
24 importants coûts en capitaux à investir. Il est également caractérisé par un faible coût
25 marginal²². Ainsi, une compagnie de service public maximisera ses profits lorsque ses
26 revenus égaleront ses coûts moyens (voir le point O sur le graphique ci-dessous).

²⁰ <https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/Suivis/Suivi%20D-2023-109/etat-d'avancement-2025.pdf>

²¹ Hal R. Varian, Microeconomic Analysis, 3^{ième} édition, Chapitre 25.

²² Le coût marginal se définit comme la partie variable des coûts. Dans un réseau électrique, le coût marginal correspond aux coûts variables de la source de production de l'électricité. Pour une source de production ne nécessitant pas l'achat de combustible (p. ex. éolien, hydraulique ou solaire), ce coût s'approche de zéro.



Graphique 1

Dans un cadre de concurrence, le point de maximisation des profits serait obtenu à l'intersection de la demande et de la courbe des coûts marginaux (point C). Au point C, la compagnie de service public n'est pas en mesure de couvrir ses coûts, elle est donc incitée à réduire sa production jusqu'au point O qui lui permet de couvrir ses coûts.

Au surplus, le Distributeur assume que le coût marginal est linéaire, ce qui n'est pas le cas dans les faits²³ :

Le Distributeur est en désaccord avec l'intervenante dans le sens où il ne dénature aucunement l'utilisation des coûts évités. Il est exact que ceux-ci soient appropriés aux fins, par exemple, de l'évaluation économique des programmes d'efficacité énergétique, car dans ce cas, ils représentent un coût « évité » à la marge (coût qui n'a pas eu besoin d'être encouru grâce à une réduction de la demande). Toutefois, leur caractère symétrique, à savoir coût « supplémentaire » à la marge, justifie également leur utilisation pour l'évaluation du coût d'une croissance de la demande.

Dans le rapport commandé par le Distributeur dans le cadre du Dossier [Avis 2018-01] qui avait été demandé par le Gouvernement du Québec de l'époque dans le cadre du développement du Plan Stratégique d'Hydro-Québec, Christensen Associates Energy Consulting (« **CAEC** ») décrit la dynamique de détermination du coût marginal dans le cas du Distributeur²⁴. Selon CAEC, le coût marginal auquel fait face le Distributeur est majoritairement nul puisque le coût variable des ressources de production en opération (hydro et éolien) est nul. CAEC identifie que le seul moment où le coût marginal du réseau électrique n'est pas de zéro est durant les 300 heures de pointe hivernale ou durant les heures où le système serait en déficience de réserve :

²³ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4333-2026/doc/R-4333-2026-B-0037-DDR-RepDDR-2026_06_22.pdf Question 1.31

²⁴ R-3972-2016 HQD-2, document 1

1 *Hydro-Québec's marginal costs are quite unusual, as mentioned previously. In all but*
2 *about 300 hours, marginal costs are flat due to the effect of hydraulic dominance and*
3 *transmission constraints. In remaining hours, in which imports from other*
4 *jurisdictions are possible, marginal costs may vary, especially at times of low system*
5 *reserves.*

6 [Nous soulignons]

7 Ainsi, le Distributeur confond des concepts économiques de base quand il propose de fixer
8 les tarifs « qui visent à mieux refléter les coûts marginaux »²⁵ :

9 *le coût marginal d'approvisionnement, qui est, par définition, uniquement un reflet*
10 *du coût estimé des approvisionnements postpatrimoniaux à venir*

11 Le Distributeur démontre ainsi sa mauvaise compréhension et confusion en « définissant »
12 le coût marginal comme le « reflet du coût estimé ». Il y a lieu de rappeler que le processus
13 de fixation des tarifs doit être basé sur des coûts de service encourus sur la base duquel le
14 Distributeur obtient un rendement et que l'ensemble doit être juste et raisonnable.

15 Le Distributeur va plus loin en dénaturant complètement les propos de Bonbright dans sa
16 réponse à la DDR de Keel²⁶ :

17 *(...) « Use of marginal cost pricing or competition-proxy pricing may be warranted to*
18 *allow a critical mass of service or asset use to materialize ». La logique employée ici*
19 *justifie l'emploi de la tarification à la marge afin de stimuler la demande, mais peut*
20 *être généralisée et sous-tendre la conception de ce type de tarification comme*
21 *réponse à un contexte de marché particulier.*

22 [Nous soulignons]

23 Clairement l'auteur fait référence à l'utilisation du coût marginal dans l'établissement des
24 prix dans le cadre d'un marché de l'énergie compétitif. Le Distributeur tente de bifurquer
25 cette conclusion pour justifier la mise en place d'un tarif à l'usage pour des clients captifs,
26 ce qui n'est pas justifiable en théorie ni en pratique dans une juridiction comme le Québec.

27 Ainsi, en appliquant la définition généralement reconnue du coût marginal conjugué à la
28 conclusion de son consultant CAEC, il en résulterait que le tarif des centres de données
29 serait de 0 \$ pour l'ensemble des heures sauf pour les 300 heures en pointe hivernale.

30 Cette situation représente une apagogie mettant en lumière certains manquements dans la
31 compréhension du Distributeur des fondements de la théorie économique de détermination
32 des tarifs pour une compagnie de service public opérant dans une situation monopolistique.

²⁵ Idem, Question 1.4

²⁶ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4333-2026/doc/R-4333-2026-B-0040-DDR-RepDDR-2026_06_22.pdf Question 2.4

1 Rappelons que ces fondements constituent l'épine dorsale du cadre législatif et
2 réglementaire auquel le Distributeur est assujéti.

3 Dans les réponses à la DDR de la Régie, le Distributeur clarifie davantage sa proposition.
4 Ainsi, il appert que le Tarif CD serait basé sur les coûts évités de long terme basé sur l'ancien
5 cadre réglementaire et que le Tarif CD serait simplement indexé dans les cycles tarifaires
6 subséquents comme les autres tarifs de cette catégorie de clients²⁷. Le Distributeur indique
7 que cette approche respecte le principe de stabilité et de prévisibilité des tarifs :

8 *Le Tarif CD proposé par le Distributeur respecte le principe de stabilité et de*
9 *prévisibilité puisqu'il repose sur une trajectoire tarifaire claire et graduelle.*

10 *Dès 2027, le Distributeur prévoit faire évoluer les tarifs CD et CB au même rythme que*
11 *les autres tarifs généraux. Au besoin, le Distributeur pourrait procéder à une*
12 *recalibration de ces tarifs, s'il le jugeait nécessaire à la lumière de l'évolution, dans*
13 *le cas du Tarif CD, des coûts évités et, dans le cas du tarif CB, du Tarif CD. Le tout*
14 *serait soumis à la Régie pour examen et approbation.*

15 Il est opportun pour le Distributeur de positionner sa proposition comme un simple
16 changement de régime avec une période de transition. Cependant, le Distributeur se donne
17 toute la latitude possible de modifier le tarif applicable « *s'il le juge nécessaire* » selon sa
18 propre analyse de la valeur des coûts évités, qui sont, on le rappelle, (i) une mesure pour
19 effectuer des tests économiques liés à la mise en place d'option tarifaire et de programmes
20 et (ii) basé sur des hypothèses et non des coûts réels. Sur cette base, il est difficile de
21 conclure que la proposition du Distributeur « respecte le principe de stabilité et de
22 prévisibilité ». Dans ces circonstances, la Coalition considère que la démonstration du
23 Distributeur quant au respect des principes de stabilité et de prévisibilité demeure
24 incomplète.

25 **6.3.2 L'utilisation du coût marginal dans les marchés déréglementés**

26 Comme indiqué plus haut, le Distributeur propose d'établir le Tarif CD sur ce qu'il prétend
27 être le coût évité de long terme des nouveaux approvisionnements (qu'associe au coût
28 marginal). Comme mentionné précédemment, le coût marginal correspond aux coûts
29 variables de production d'un bien ou service dans un cadre concurrentiel.

30 Le Distributeur, au soutien de sa position, réfère au mode de détermination des prix de
31 l'énergie sur les marchés américains sous la juridiction de la *Federal Energy Regulatory*
32 *Commission* (« **FERC** »). On parle ici des marchés de gros de l'énergie.

²⁷ Idem, Question 2.1, 2.2 et 14.1

1 Comme mentionné à la section 4.1.1, les marchés de gros englobent les activités de
2 production d'énergie et des services de transport. Dans ces marchés, le prix de l'énergie est
3 déterminé par le coût marginal de l'énergie – *Locational Marginal Price* (« **LMP** »)²⁸.

4 Exprimé simplement, le LMP détermine la valeur de l'énergie à un point spécifique d'un
5 réseau à chaque 5 minutes (ou à chaque heure pour les importations/exportations) qui
6 reflète le coût marginal de production d'électricité pour satisfaire le prochain mégawattheure
7 (« **MWh** ») de demande. Le LMP représente donc le coût variable de la source de production
8 utilisée pour produire cette énergie.

9 Conformément à ce qui précède, pour un système énergétique avec un portefeuille de
10 production d'énergie diversifié, le prix de l'énergie est en constante variation par tranche de
11 5 minutes.

12 Lorsque le système est en période de forte demande (par exemple l'été en Nouvelle-
13 Angleterre), le prix de l'électricité est généralement déterminé à la marge par des centrales
14 au gaz naturel. Même constat en période hivernale où le gaz servant à la production
15 électrique est en compétition avec son utilisation pour le chauffage, augmentant ainsi son
16 prix de règlement qui sera ultimement reflété dans le LMP.

17 Cette dynamique fait en sorte que la variabilité du prix est absorbée par les investisseurs
18 dans les centrales de productions d'énergie.

19 Les mécaniques détaillées ci-dessus ne sont pas applicables dans le « marché » de
20 l'électricité au Québec, encore moins suite à la réforme de la LRÉ – qui maintient le monopole
21 naturel du Distributeur et qui retire l'obligation de recourir à des appels au marché pour les
22 besoins post-patrimoniaux. Le régime tarifaire québécois doit donc, considérant le contexte
23 et la réalité qui lui sont propres, être basé sur le coût de service.

24 Dans un premier temps, comme le confirme CAEC dans son rapport, le coût marginal de
25 l'énergie au Québec est nul pour la majorité des heures, étant donné que le coût marginal de
26 production est également nul ou près de zéro.

27 Le Distributeur confirme, dans l'extrait reproduit ci-après, qu'il n'existe pas de marché
28 compétitif au Québec et confirme son contrôle sur la détermination des coûts évités et
29 souligne que la Régie les approuve, mais omet de mentionner que ceux-ci sont approuvés
30 pour un autre usage, les tests économiques liés à la mise en place de programmes ou de
31 dispositions tarifaires, que la détermination du coût de service²⁹ :

32 **Un tel marché n'existe pas au Québec. Dans les circonstances, la transposition**
33 **de ce mécanisme y serait difficilement applicable.** De surcroît, le coût marginal
34 *d'approvisionnement du Distributeur n'est pas une valeur fluctuante, mais plutôt*

²⁸ <https://www.iso-ne.com/participate/support/faq/lmp>

²⁹ Idem Question 4.2

1 *établie annuellement par le Distributeur et présentée à la Régie. Celle-ci a connu peu*
2 *de variations importantes au fil des années.*

3 [Nous soulignons]

4 Bien qu'il puisse être tentant pour le Distributeur de référer à d'autres marchés pour justifier
5 sa proposition d'utiliser le coût marginal comme base de détermination des prix, cette
6 comparaison ne tient simplement pas la route et devrait être rejetée, car cela doit être
7 interprété à la lumière des particularités du cadre législatif, réglementaire et économique
8 applicable au Québec.

9 Comme il en est question plus haut, le prix dans un monopole naturel, comme celui opéré
10 par le Distributeur, doit refléter le coût moyen de production. Dans le cas du Distributeur, ce
11 coût moyen de production est déterminé par le coût de service. Ce prix reflète le vrai coût
12 d'approvisionnement et non le «reflet du coût estimé des approvisionnements
13 postpatrimoniaux à venir»³⁰.

14 Dans un réseau intégré comme celui du Distributeur, comme c'est le cas pour tous les
15 réseaux électriques, il est impossible de discerner les électrons qui servent à fournir la
16 charge en réseau intégré. La plus proche approximation d'une tarification localisée est
17 envisageable dans une structure de marché compétitive comme celle implantée dans les
18 *Independent System Operator* (ISO/RTO) américain, ontarien ou européen. Dans ces
19 marchés compétitifs, les prix sont déterminés à des points prédéterminés sur le marché –
20 les nœuds ou noyaux (« nodes »). Le prix de l'énergie à ces noyaux reflète le coût de trois (3)
21 parties distinctes : les électrons, les pertes et la congestion. Dans le réseau d'Hydro-
22 Québec, ces concepts n'existent pas, car il ne s'agit pas d'un réseau se retrouvant dans un
23 marché compétitif.

24 Il convient également de rappeler qu'en plus de la juridiction de la FERC, le marché de la
25 distribution de l'énergie aux États-Unis est réglementé au niveau des états (ce qui n'est pas
26 le cas au Québec, puisque la Régie supervise Hydro-Québec tant dans ses activités de
27 distribution que de transport).

28 Ici il y a lieu de distinguer certaines variations structurelles dans la distribution de l'énergie
29 aux États-Unis. L'image suivante répertorie les modes de choix disponibles aux
30 consommateurs pour la distribution de l'énergie³¹.

³⁰ Op. cit.

³¹ <https://www.epa.gov/green-power-markets/power-market-structure>

1 What is important to note is that policy is not creating this model. **It is responding to**
2 **existing market conditions.**

3 (...) beyond any single project or policy proposal. **The traditional model of**
4 **centralized generation, long-distance transmission and passive load is being**
5 **supplemented, and in some cases partially displaced, by a more distributed,**
6 **contract-driven approach.** Large energy users are becoming more active
7 participants in how power is sourced, located and delivered.

8 [Nous soulignons]

9 Ces options émanent du cadre législatif et réglementaire dans lesquels évoluent les centres
10 de données dans les juridictions américaines. Certaines de ces options sont disponibles au
11 Québec avec certaines restrictions/conditions (par exemple pour les contrats corporatifs
12 (« **corporate PPA** »)), comme la localisation et le type de production éligible ainsi que le
13 besoin d’une autorisation ministérielle. Des conditions qui ne sont pas en place dans les
14 juridictions utilisées dans le rapport Dunsky à titre de comparables.

15 De plus, il n’est pas possible au Québec de faire des ententes bilatérales d’achat d’électricité
16 entre parties comme des contrats d’achat d’électricité virtuel (« **virtual PPA** ») ou bien
17 d’utiliser un courtier en énergie pour la mise en place de contrats d’approvisionnement
18 structurés.

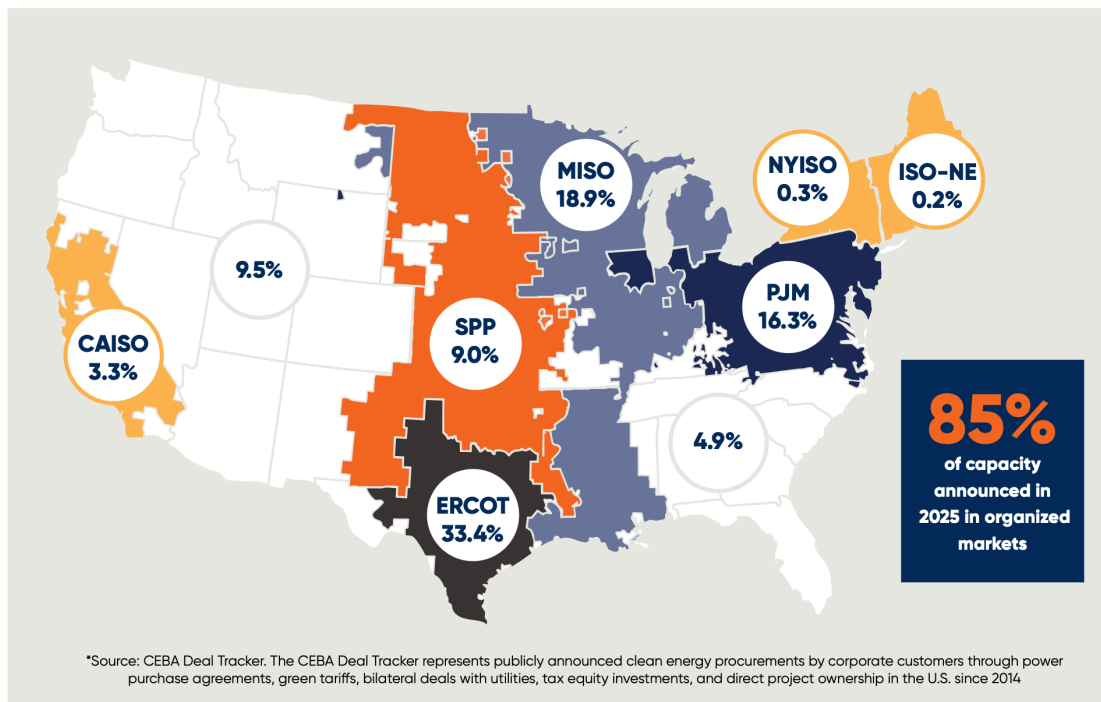
19 Sur cette base, il est généralement reconnu que les prix affichés par les compagnies de
20 service public (ailleurs qu’au Québec) sont des tarifs de dernier recours et qu’il est usuel pour
21 les grands consommateurs d’énergie de mettre en place un portefeuille
22 d’approvisionnement n’ayant pas recours à ces tarifs affichés.

23 Toute comparaison ou tentative de justifier un tarif au Québec sur cette base démontre à
24 notre avis une mauvaise compréhension de l’ensemble des concepts pertinents.

25 L’image suivante détaille l’étendue du phénomène sur une période de plus de 10 ans³³. Sur
26 la période étudiée, plus de 85 % de la nouvelle production raccordée aux différents réseaux
27 électriques s’est fait sous l’impulsion des clients par le biais d’ententes bilatérales de type
28 **corporate PPA**. Le constat est clair : les clients ne paient pas le prix affiché, mais bien celui
29 associé au prix inclus dans les **corporate PPA**.

³³ <https://ceba.org/wp-content/uploads/2026/05/CEBA-2026-State-of-the-Market-v4.pdf>

Exhibit 2: Percent of Capacity Announced by Market Type (2014–Q12026)



1

2 Le cadre réglementaire régissant la distribution de l'électricité au Québec ne permet pas ces
3 options, contrairement à la distribution du gaz naturel où un tel choix est offert aux clients.
4 Cette caractéristique rend donc non pertinente la comparaison de tarif applicable entre
5 juridictions qui n'offrent pas les mêmes outils de diversification des risques.

6 Toujours aux États-Unis, en plus de ce choix de fournisseurs offert aux consommateurs, il
7 existe également pour les consommateurs de plus grande envergure, comme les centres de
8 données, la possibilité de conclure des ententes bilatérales directement avec des
9 producteurs privés au niveau du marché de gros. Cette option est offerte dans 32 états
10 américains; en particulier dans les états où se concentre le développement des centres de
11 données aux États-Unis identifiés dans le rapport Dunsky³⁴.

12 Bien que le Distributeur semble saisir les limites applicables dans la comparaison des tarifs
13 et conditions appliqués dans d'autres juridictions, il ne prend pas la peine d'adapter les
14 dispositions en place dans ces juridictions à la réalité législative et réglementaire auquel il
15 est lui-même assujéti³⁵ :

³⁴ <https://www.cnet.com/home/solar/does-your-state-allow-power-purchase-agreements-find-out-here/>

³⁵ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4333-2026/doc/R-4333-2026-B-0035-DDR-RepDDR-2026_06_22.pdf Question 5.1

1 (...) Un balisage permet à la Régie d'apprécier la raisonnable du tarif proposé en
2 comparant les tarifs semblables dans d'autres juridictions pour une clientèle
3 présentant des caractéristiques similaires à celle visée au présent dossier, tout en
4 considérant les adaptations nécessaires aux particularités propres de chaque
5 juridiction.

6 Le Distributeur se contredit par ailleurs en expliquant ce qu'il entend par un prix comparable
7 tout en s'assurant de contextualiser que cette comparaison doit être appliquée dans des
8 conditions comparables³⁶ :

9 *Le Distributeur considère qu'un prix comparable est un prix qui, lorsqu'observé*
10 *parallèlement à d'autres tarifs visant des clientèles semblables, se trouve à*
11 *l'intérieur d'une fourchette raisonnable.*

12 *Par ailleurs, il ne peut se prononcer sur la mise en place d'approches incompatibles*
13 *avec le contexte réglementaire québécois.*

14 En somme, le Distributeur tente de justifier l'utilisation des coûts marginaux comme base de
15 détermination des tarifs applicables aux centres de données. La Coalition est donc d'avis
16 que les comparables invoqués par le Distributeur ne démontrent pas que l'utilisation d'un
17 coût marginal prospectif comme fondement principal du Tarif CD est appropriée dans le
18 contexte réglementaire québécois.

19 **6.3.3 Le processus de raccordement des charges**

20 Une autre différence importante dans les structures de marché en vigueur aux États-Unis se
21 situe au niveau des modalités de raccordement des charges. Le processus de raccordement
22 des charges inclut dans le tarif *pro forma* de la FERC fait en sorte de transférer une large part
23 des risques d'investissements sur les épaules des consommateurs. Dans le cas du Québec,
24 les risques de raccordement reposent principalement sur celles du promoteur du projet.

25 La distinction principale entre les deux approches réside dans le niveau de socialisation des
26 coûts d'interconnexion. Aux États-Unis, les charges assument l'entièreté des coûts reliés aux
27 raccordements.

28 Au Québec, la neutralité tarifaire protège les consommateurs. Tous les coûts de
29 raccordement au-delà de cette neutralité tarifaire doivent être assumés par le promoteur du
30 nouveau raccordement. De plus, les ententes de contribution contiennent des dispositions
31 qui assurent une protection suffisante pour les autres charges, en particulier au niveau d'un
32 maintien d'un niveau de consommation et des sûretés financières qui forment une
33 protection financière lié aux investissements en infrastructure de transport et de distribution.

³⁶ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4333-2026/doc/R-4333-2026-B-0037-DDR-RepDDR-2026_06_22.pdf Question 2.1

6.3.4 La limitation de l'obligation de desservir

Un des grands enjeux de l'augmentation importante de charges liés aux centres de données observés aux États-Unis semble être de contenir le risque financier qui repose sur les épaules des consommateurs quant à la pérennité de ce type d'activités. Ce risque est inhérent au modèle de raccordement aux États-Unis.

Le cadre législatif en place au Québec encadre l'allocation des blocs d'énergie pour les charges au-delà de 5 MW. Cette limitation à l'obligation de desservir usuellement en place dans les structures monopolistiques n'a aucun comparable aux États-Unis. Cette disposition législative représente un goulot d'étranglement qui mitige le risque financier que pourraient supporter les autres clients du Distributeur.

Aux États-Unis, les compagnies de service public sont des entités commerciales privées dont certains titres de propriété sont inscrits et transigés à la cote d'une bourse. Ultimement, ces sociétés (et leurs actionnaires) sont responsables des investissements sur leur réseau. Il est donc impératif pour celles-ci de mettre en place des mécanismes de protection de la valeur économique de l'entreprise de service public par la mise en place de tarif et conditions qui limitent une allocation disproportionnée des risques entre les demandeurs et les fournisseurs de service.

Une situation qui évidemment ne pourrait se produire dans le contexte qui nous occupe étant donné la structure de propriété d'Hydro-Québec. La capacité de contrôler les nouvelles charges qui peuvent être raccordées est une puissante arme de protection des risques dont les entreprises américaines cherchent à se prémunir et qui forment l'essentiel de la mise en place de conditions de raccordement et les tarifs associés dans certains états américains. Une adaptation littérale de la réalité américaine ne saurait être justifiable dans le contexte québécois.

Comme il en est question plus haut, la proportion d'augmentation de la charge liée aux centres de données sur le réseau du Distributeur (2,31 % à l'horizon 2035) n'est pas comparable à celle anticipée dans certains états américains (entre 10 et 20 % de la charge totale à l'horizon 2035). De plus, le corpus législatif et les conditions financières de raccordement en place sur le réseau du Distributeur encadrent une prolifération excessive des demandes de raccordement.

Encore une fois ici, toute tentative d'utiliser la situation aux États-Unis comme argument au soutien de la position du Distributeur ne saurait tenir la route du simple fait des différences entre les conditions de raccordement qui prévalent entre les deux juridictions.

6.4 Le tarif ne peut être fondé sur le coût évité

Le Distributeur confond le coût évité et le coût marginal, alors que ces concepts répondent à des finalités différentes. Comme nous l'avons vu, plus haut, le coût marginal représente les coûts variables nécessaires à la production d'un bien. Il sert également à déterminer le

1 prix d'un produit en situation de concurrence et non dans un monopole naturel. Le coût évité
2 comprend l'entièreté des coûts en capitaux et d'opération d'un actif de production d'un
3 produit, de l'électricité dans le cas du Distributeur. Le coût évité dans le contexte de
4 l'opération d'un réseau électrique est une mesure de coût utilisée dans l'évaluation de
5 l'efficacité et la mise en place des incitatifs économiques pour induire certains
6 comportements des consommateurs du réseau.

7 L'utilisation d'une mesure de coût évité comme base de tarification ne trouve aucun
8 fondement dans la théorie économique ni dans son application usuelle dans le cadre de la
9 gestion d'un réseau électrique.

10 Ainsi, la Coalition s'oppose à l'utilisation d'une mesure de coût évité comme mode de
11 détermination d'un tarif à l'usage applicable aux centres de données, étant donné que :

- 12 (i) Une mesure de coût évité ne représente pas le coût de service puisqu'il représente
13 une anticipation des coûts et non des coûts réels;
- 14 (ii) Le coût évité sert à l'évaluation de l'efficacité économique d'un programme et non à
15 la détermination d'un coût associé à la prestation d'un service;
- 16 (iii) Plusieurs mesures de coût évité sur différents horizons et pour différents produits
17 peuvent être déterminées, le Distributeur ne justifie pas l'utilisation du coût évité de
18 long terme;
- 19 (iv) Le Distributeur ne justifie pas la base de mesure des coûts évités, telle qu'approuvée
20 par la Régie pour des tests économiques. Par contre, il existe plusieurs mesures qui
21 pourraient s'apparenter à des coûts évités, par exemple les caractéristiques seraient
22 plus représentatives d'un approvisionnement réel, les mesures d'efficacité
23 énergétique (40 \$/MWh), le renouvellement des contrats éoliens (79 \$/MWh), le
24 renouvellement éventuel du contrat de Churchill Falls (60 \$/MWh);

25 La notion de coût évité telle qu'appliquée dans la gestion des réseaux électriques a été
26 initialement codifiée dans le *Public Utility Regulatory Participation Act* (« **PURPA** ») en 1978
27 par le gouvernement fédéral américain et administré par la FERC.

28 L'objectif initial poursuivi par le PURPA était de promouvoir une forme de compétition dans
29 l'opération des monopoles naturels en place aux États-Unis. Cette compétition étant induite
30 par l'obligation des monopoles naturels de contracter certaines ressources de production
31 d'électricité à un coût plus petit ou égal au coût évité des approvisionnements de la
32 compagnie de service public.

33 Cette loi est le balbutiement de l'évolution des marchés énergétiques compétitifs en
34 constant changement depuis ce moment avec comme objectif de transférer les risques
35 financiers des consommateurs captifs des compagnies de service public, comme c'est le
36 cas au Québec, vers des entités commerciales tierces qui sont en mesure de mitiger ces
37 risques financiers; ce qui n'est pas le cas des consommateurs captifs.

1 Au Québec, l'une des premières utilisations des concepts apportés par le PURPA fut dans le
2 cadre de l'Appel de Proposition Restreint de 1991 (APR-91) qui visait l'acquisition de
3 ressources de production hydroélectrique de petite taille³⁷.

4 Ce processus a évolué pour devenir donner lieu à la disposition relative aux processus
5 d'appel d'offres pour l'acquisition de sources de production pour combler les besoins post-
6 patrimoniaux anticipés récurrents, disposition qui a été modifiée lors de l'adoption de la
7 Loi 24.

8 Le concept de coût évité dans ces cas sert à définir un prix d'achat maximal au-dessus
9 duquel l'achat du service est présumé non économiquement rentable et permet ainsi de
10 juger de la compétitivité des offres par rapport aux alternatives commercialement viables³⁸.

11 Le concept de coût évité est également utilisé de manière systématique par le Distributeur
12 dans ses causes tarifaires. En particulier, en 2018, ce dernier détaille les tenants et
13 aboutissants de la méthode de détermination des 7 types de coûts évités et de leurs
14 utilisations « pour la prise de décision dans le cadre des projets, programmes ou options
15 tarifaires »³⁹. Le Distributeur se cantonne dans une utilisation en phase avec la littérature
16 économique des coûts évités comme outil de prise de décision.

17 Dans cette présentation didactique au profit des intervenants aux dossiers, le Distributeur
18 continue de démontrer sa mauvaise compréhension de la notion économique du coût
19 marginal reflétant « uniquement les coûts futurs ». Une conception qui n'est pas supportée
20 dans la littérature économique, pas plus que par les consultants CAEC, qui définissent le
21 coût marginal comme étant le coût variable pour produire un bien⁴⁰ :

22 *Le coût évité est indissociable du contexte énergétique et du bilan offre-demande.*
23 **Sa valeur est donc déterminée par celles des moyens à acquérir pour répondre**
24 **à la demande additionnelle.**

25 [Nous soulignons]

26 Le Distributeur parle également dans cette présentation des « moyens » qui sont présumés
27 multiples et différents pour différents besoins liés au « contexte énergétique et du bilan offre-
28 demande ». [Note interne : Nicolas, SVP élaborer ceci.]

29 Dans sa Demande de mise en place d'un tarif à l'usage, le Distributeur détermine que les
30 besoins liés à la demande anticipée provenant des centres de données constituent la seule

³⁷ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-3526-2004/doc/Memoire_AQPER_AnnPetitesCentrales_20avril04.pdf

³⁸ Voir par exemple le rapport Merrimarck : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4264-2024/doc/R-4264-2024-B-0014-Dem-Piece-2024_05_31.pdf

³⁹ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4057-2018/doc/R-4057-2018-B-0049-SeanceTrav-Doc-2018_09_21.pdf

⁴⁰ Op. cit.

variable influant sur le bilan offre-demande. Cette position est pour le moins questionnable étant donné le caractère prévisible et limité de cette demande, comme présentée au présent mémoire.

De plus, dans la citation reproduite plus haut, le Distributeur parle de « demande additionnelle ». Quand une demande devient-elle additionnelle? Si une demande est prévue, incluse dans la planification stratégique de l'entreprise, sous-tend des investissements en infrastructure, etc., cette demande peut-elle être considérée comme additionnelle? Le Distributeur confirme dans sa réponse à une question de la Régie « *qu'il n'anticipe pas d'impact sur la demande pour les centres de données. (...) que celle-ci a déjà été prise en compte dans sa prévision de la demande et ses bilans* ». Nous y voyons donc une contradiction, remettant ainsi en cause le bien-fondé du mécanisme proposé par le Distributeur.

6.4.1 La prévision de la demande des centres de données

Dans sa Demande, le Distributeur réfère à une demande à l'horizon 2035 de 1 102 MW, qui est la même que celle prévue lors de la dernière mise à jour du Plan d'approvisionnement 2022-2032. La prétention du Distributeur que la demande des centres de données semble incontrôlable et significative est donc pour le moins surprenante et doit être relativisée. Il est faux de postuler que la demande des centres de données est différente de celle d'une aluminerie par exemple dans sa phase de montée en charge. À terme, on parle de charge à fort facteur d'utilisation, stable, et en mesure de se moduler pour répondre aux besoins de flexibilité nécessaire à la gestion de la pointe.

Le tableau suivant est extrait de la dernière révision du Plan d'approvisionnement 2023 – 2032 pour lequel le Distributeur ajoute la période de 2033 à 2035 afin d'aligner les besoins projetés avec le Plan d'action 2035.

TABLEAU 2.3
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
PAR USAGES À LA POINTE D'HIVER

En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 789	14 951	15 080	15 188	15 302	15 390	15 436	15 455	15 460	15 464	15 467	15 479
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 750	3 759	3 712	3 695	3 671	3 663	3 629	3 587	3 540	3 490	3 438	3 392
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 040	2 050	2 059	2 068	2 086	2 086	2 090	2 092	2 099	2 093	2 089	2 075
Industriel	8 707	8 598	8 434	8 571	8 742	8 715	8 810	8 891	8 878	8 985	8 997	9 029	9 063	9 086
Décarbonation des procédés industriels	0	0	0	0	0	184	206	803	958	1 137	1 328	1 520	1 720	1 878
Filière batterie	0	0	0	0	29	62	135	224	365	471	549	606	679	752
Centres de données	127	137	147	180	297	374	471	583	735	835	931	995	1 050	1 102
Chaînes de blocs	211	287	319	302	294	296	296	296	296	296	296	296	296	296
Serres	186	203	226	213	220	293	311	355	396	402	434	464	495	526
Véhicules électriques	90	110	132	245	300	393	540	750	1 077	1 471	1 939	2 407	2 872	3 287
Photovoltaïque	0	0	0	0	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-2	-2	-1	-1
Autres usages	10 047	10 013	10 286	10 152	9 868	9 665	9 724	9 606	9 631	9 617	9 596	9 606	9 594	9 656
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 124	40 422	40 599	40 933	41 548	42 645	43 487	44 344	45 167	45 967	46 761	47 528

Notes:
¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.
(Besoins vifs par le Plan)

Le Distributeur ne peut donc monter aux barricades en invoquant l'urgence pour justifier la mise en place d'un tarif à l'usage qui prévoit une augmentation financière de 91 % sur 5 ans pour une charge déjà prévue qui correspond à 2,3 % des besoins prévus totaux, et ce en

supposant que cette demande demeurera inchangée suite à l'augmentation des coûts énergétiques, une conclusion contre-intuitive en économie qui veut que la demande diminue quand le prix augmente.

6.4.2 La formation du coût évité

La proposition du Distributeur vise à moduler le tarif applicable aux centres de données sur les coûts évités de long terme en énergie et puissance tel qu'approuvé par la Régie⁴¹. Ces coûts font l'objet de peu de débats puisqu'ils servent principalement à la mise en place de programmes d'efficacité énergétique qui sont hors de la juridiction de la Régie depuis les récentes modifications apportées à la LRÉ.

En particulier, les présents coûts évités de long terme en énergie sont basés sur le résultat du plus récent appel d'offres pour des approvisionnements en énergie éolienne, incluant les attributs environnementaux, ainsi que les coûts d'interconnexion et les coûts associés à l'entente d'intégration éolienne (qui sera éventuellement modifiée). À ce sujet, il convient de rappeler que les frais de raccordement sont au bénéfice de l'ensemble de la clientèle de la charge locale et il en va de même pour les frais liés à l'entente d'intégration éolienne.

L'approche proposée par le Distributeur est problématique, notamment pour les raisons suivantes :

- (i) Sous la Loi 24, le Distributeur n'a plus l'obligation de procéder à des appels d'offres pour combler les besoins post-patrimoniaux. Il peut faire des appels d'offres qui ne sont pas sujets à l'approbation de la Régie, contracter sur une base bilatérale ou via l'adoption de décrets gouvernementaux.
- (ii) Le Distributeur peut également s'approvisionner à court terme auprès du d'Hydro-Québec dans ses activités de production. Le prix réel de ces approvisionnements n'est connu qu'après le fait et examiné une fois aux trois (3) ans dans le cadre de la détermination triennale des coûts de service et assujetti au mécanisme de traitement des surplus et des manques à gagner.
- (iii) La proportion des coûts de raccordement et d'intégration éolienne attribuable à la demande des centres de données demeure inconnue.
- (iv) Qu'en est-il de la valeur des attributs environnementaux inclus dans le prix d'achat de l'énergie éolienne que le Distributeur désire valoriser par le biais de la disposition de majoration?
- (v) Qu'en est-il des autres moyens d'approvisionnement disponibles pour combler les besoins, par exemple le recours à l'efficacité énergétique, le renouvellement des

⁴¹ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4307-2025/doc/R-4307-2025-B-0012-Dem-Piece-2025_07_31.pdf

1 approvisionnements éoliens venant à échéance ou bien la nouvelle entente de long
2 terme avec Churchill Falls^{42, 43, 44}?

3 (vi) Comment prendre en compte l'impact des activités de commercialisation d'Hydro-
4 Québec qui effritent les ressources disponibles pour les clients du Distributeur et qui
5 sont vendues sous le coût des nouveaux approvisionnements?

6 La proposition du Distributeur est silencieuse sur tous ces éléments qui ont un impact
7 significatif sur la prévisibilité des tarifs et soulèvent d'importantes questions sur la justesse
8 et la raisonnable de la proposition sans égard aux autres enjeux quant à la légitimité propre
9 d'imposer un tarif à l'usage qui ne serait pas basé sur les coûts de service.

10 **6.4.3 Le coût moyen issu du balisage**

11 Le Distributeur tente de repositionner la conclusion principale du rapport Dunsky, soit le
12 caractère comparable du Tarif CD de 13 cents le kW. Ainsi, dans sa réponse à la DDR de la
13 Coalition, il qualifie les données comme suit⁴⁵ :

14 *Tel que mentionné dans le rapport de Dunsky, « la comparaison quantitative a*
15 *comme objectif de comprendre comment une offre de 13 ¢/kWh pourrait se*
16 *comparer à d'autres juridictions, avec lesquelles le Québec pourrait être en*
17 *compétition sur le marché des centres de données. Il ne s'agit pas ici d'un exercice*
18 *de balisage détaillé ».*

19 *Contrairement à ce que pourrait suggérer la question posée ici, **l'objectif de***
20 ***l'analyse n'est pas d'établir une moyenne des tarifs pour un ensemble de***
21 ***juridictions données, mais bien de contextualiser la demande d'Hydro-Québec***
22 ***comparativement à des tarifs** que sont amenés à payer des centres de données*
23 *dans d'autres juridictions d'intérêt. Ainsi, l'analyse présente un ensemble de points*
24 *de données issus de juridictions pertinentes, à savoir des juridictions limitrophes*
25 *(compétition régionale) et des pôles de développement (compétition globale).*

26 [Nous soulignons]

27 Le rapport de Dunsky contient un graphique résumant les conclusions d'une comparaison
28 quantitative, où l'objectif du graphique est de représenter les données du « prix moyen
29 (cents/kWh) » pour divers états.

⁴² <https://www.ledevoir.com/economie/986471/efficacite-energetique-serait-cinq-fois-moins-chere-produire-nouvelle-electricite>

⁴³ Op. cit Para [493]

⁴⁴ <https://www.lesaffaires.com/secteurs/energie-et-ressources-naturelles/churchill-falls-2-0-une-entente-plus-profitable-pour-tout-le-monde/>

⁴⁵ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4333-2026/doc/R-4333-2026-B-0037-DDR-RepDDR-2026_06_22.pdf Question 2.20

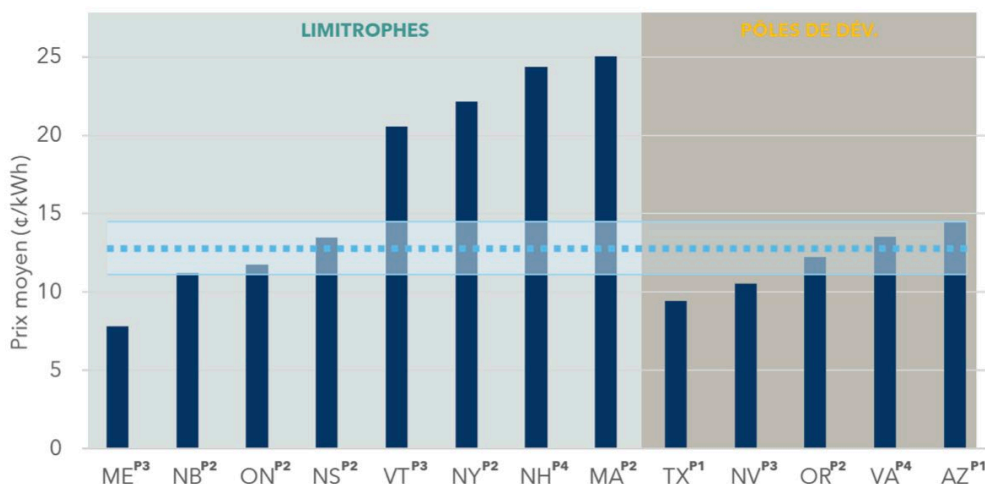


Figure 5 Coûts de l'énergie pour les centres de données

La réponse du Distributeur n'est pas soutenue par le rapport, qui ne tire pas l'inférence que semble suggérer le Distributeur. En effet, ce dernier semble comprendre que des généralisations ont été faites dans le rapport Dunsky, alors que les données de base à la source des conclusions ne sont aucunement représentatives des réalités de l'état en question encore moins de celles du Québec.

6.5 Prime pour puissance disponible inutilisée

À partir de 2014, porté par la perspective d'un surplus énergétique persistant, le Gouvernement du Québec mousse l'installation des centres de données. À la suite du succès de cette politique et l'érosion des surplus énergétiques, le gouvernement et Hydro-Québec développent en tandem des politiques et règlements qui limitent l'essor du secteur⁴⁶, le développement du secteur étant marqué successivement par des incitatifs et des restrictions législatives et réglementaires.

L'instauration de la pénalité pour non-atteinte de l'appel de puissance disponible fait partie de ces outils mis en place pour freiner le développement de centres de données au Québec. Malgré ces outils réglementaires, les développements politiques récents maintiennent l'industrie des centres de données comme étant une filière stratégique prioritaire.⁴⁷

Le Distributeur propose de prévoir aux Tarifs la pénalité suivante :

Si, au cours des 12 dernières périodes de consommation consécutives, le plus grand appel de puissance réelle du client est inférieur à 60 % de l'appel de puissance prévu par l'entente, la différence entre le plus grand appel de puissance réelle au cours des

⁴⁶ <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-appvisionnement-distribution/autorisation-projet-electrique>

⁴⁷ https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/cybersecurite_numerique/Publications/Enonce_politique_souverainete_numerique.pdf

1 12 dernières périodes de consommation consécutives et 60 % de l'appel de
2 puissance prévu est assujettie à une prime de 92 280 \$ le kilowatt.

3 Si les 12 périodes de consommation consécutives précédentes du client ne reflètent
4 pas son profil habituel de consommation, Hydro-Québec se réserve le droit d'utiliser
5 toute autre méthode qu'elle juge plus adéquate pour calculer la puissance maximale
6 appelée.

7 Le Distributeur justifiait, dans le dossier R-4307-2025, l'utilité d'une telle pénalité comme
8 suit⁴⁸ :

9 *Le Distributeur observe une augmentation de la demande d'électricité associée à la*
10 *décarbonation et à la venue de projets porteurs pour le Québec. Pour accueillir ces*
11 *nouvelles charges, le Distributeur devra faire des investissements considérables sur*
12 *son réseau. À cet effet, dans son Plan d'action 2035, Hydro-Québec s'est engagée à*
13 ***faire preuve d'innovation pour encourager sa clientèle à considérer l'électricité***
14 ***comme une ressource précieuse** qui mérite que tous et toutes collaborent pour*
15 *mieux la consommer.*

16 *Dans ce contexte, le Distributeur propose de réviser certains encadrements tarifaires*
17 *afin d'améliorer la gestion de la puissance disponible autorisée (la « PDA ») allouée*
18 *aux clients déjà présents sur le réseau et **d'envoyer un signal aux nouveaux clients***
19 ***pour les inciter à faire des demandes d'alimentation en cohérence avec leurs***
20 ***besoins réels de puissance.***

21 [Nous soulignons]

22 La pénalité est problématique pour les consommateurs opérants des centres de données,
23 et cela, pour plusieurs raisons dont :

- 24 (i) le Distributeur ne démontre pas la causalité des coûts de la pénalité et des
25 objectifs poursuivis par son application;
26 (ii) le Distributeur ne démontre pas la fongibilité réelle et opérationnelle de la
27 capacité de transit dégagée; et
28 (iii) le Distributeur impose une pénalité qui s'ajoute aux dispositions négociées et
29 incluses aux ententes entre les centres de données et le Distributeur, qui incluent
30 déjà des pénalités liées à la consommation (ou non-consommation) d'électricité.

31 En effet, le Distributeur justifie sa pénalité par la nécessité d'optimiser l'utilisation du réseau
32 et d'envoyer un signal aux nouveaux clients. Or, cette justification repose sur une prémisse
33 erronée selon laquelle les infrastructures inutilisées seraient immédiatement et
34 universellement réallouables, ce qui n'est pas démontré et ne correspond pas à la réalité de
35 dimensionnement des réseaux électriques ni aux cadres réglementaires les régissant.

36 Le Distributeur semble oublier que la neutralité tarifaire implique une allocation des coûts
37 juste et raisonnable qui module le dimensionnement de la demande de service. De plus,

⁴⁸ Op. cit.

1 l'imposition d'une pénalité, de surcroît en cours de contrat, ne saurait être interprétée
2 comme une innovation ni comme un incitatif à l'allocation optimale des ressources.

3 Le Distributeur propose de réquisitionner des ressources provisionnées pour des clients
4 existants et opérants selon les ententes contractuelles pour les réallouer à des clients futurs,
5 sans identité, sans localisation et sans projet concret, alors que ces ressources sont
6 pourtant réservées aux clients qui les ont contractées⁴⁹ :

7 **Le Distributeur fixe par contrat la PDA d'un client de grande puissance en fonction**
8 **des informations inscrites dans sa demande d'alimentation. La PDA est en fait une**
9 **capacité de transit réservée sur le réseau pour le client.** Elle est donc l'intrant
10 principal dans le dimensionnement du réseau, dont les lignes et les postes.

11 [Nous soulignons]

12 Le Distributeur a raison, la puissance demandée et contractée détermine les coûts que le
13 client doit assumer en totalité sans possibilité de remboursement, fixe les obligations de
14 monter en charge contractuelle tout en fixant les modalités de pénalités payables dans le
15 cas où les obligations de consommations minimales ne seraient pas rencontrées⁵⁰ :

16 *Dans un contexte de forte demande pour le raccordement de nouveaux projets, la*
17 *PDA inutilisée ne permet pas à Hydro-Québec d'optimiser l'utilisation de son réseau*
18 *actuel et peut en limiter l'accès à de nouveaux clients. En effet, puisque le*
19 *dimensionnement des lignes et des postes est basé sur le critère de PDA,*
20 *l'intégration d'un nouveau client sur le réseau doit passer par des investissements de*
21 *rehaussement additionnels plutôt que la réallocation des capacités disponibles et*
22 *inutilisées par les autres clients. **La réallocation de la PDA inutilisée d'un client***
23 **vers un nouveau client pourrait ainsi permettre à Hydro-Québec d'éviter ou de**
24 **reporter d'importants investissements de renforcement** sur le réseau qui
25 devraient être assumés en partie ou en totalité par l'ensemble de la clientèle.

26 [Nous soulignons]

27 Le Distributeur confirme que la capacité de transit est réservée au client qui en assume les
28 coûts, assurant ainsi la neutralité tarifaire. Malgré cela, le Distributeur prétend que la
29 puissance inutilisée sur un site peut être réallouée directement sur l'ensemble de son
30 réseau. Cette position n'est simplement pas soutenue en théorie ni en pratique. Au contraire,
31 Hydro-Québec publie maintenant des informations sur les capacités de son réseau en lien
32 avec l'ajout de charge confirmant ainsi que son réseau est contraint⁵¹.

33 Ce faisant, la proposition du Distributeur redéfinit unilatéralement les termes d'un contrat
34 intervenu entre les parties qui a été dûment négocié. Le Distributeur tente de s'arroger des
35 ressources auxquelles elle n'a pas droit, pour lesquelles elle n'a pas démontré qu'elles
36 pouvaient être réallouées selon ses prétentions tout en ne faisant pas la démonstration

⁴⁹ Op. cit.

⁵⁰ Op. cit.

⁵¹ <https://www.hydroquebec.com/data/projets/presentation-zones-raccordement-industriel.pdf>

1 qu'elle subit un préjudice monétaire; ce qui n'est certainement pas le cas pour les centres
2 de données qui eux sont placés devant le choix de se faire pénaliser pour un droit qu'ils ont
3 négocié de bonne foi ou bien de réduire leur puissance disponible. Les préjudices identifiés
4 par le Distributeur ne sont pas avérés, tout comme les prétendus bénéfices que le
5 Distributeur prétend obtenir aux termes de cette mesure.

6 Le Distributeur oublie également de mentionner que les centres de données participent aux
7 programmes de gestion de la puissance, ce qui en soi est une contribution importante et
8 volontaire qui bénéficie à l'ensemble de la clientèle du Distributeur et permet d'éviter des
9 approvisionnements en énergie et en puissance tangibles et vérifiables.

10 En somme, en imposant cette pénalité, le Distributeur modifie unilatéralement un équilibre
11 contractuel négocié, au détriment des clients existants. Les membres de la Coalition ont
12 investi au Québec suite aux efforts du Distributeur pour les attirer. De telles modifications
13 contractuelles viennent impacter grandement la rentabilité des centres de données, sans
14 parler de l'atteinte aux droits contractuels de ceux-ci.

15 Pour ces raisons, la Coalition recommande minimalement que la pénalité ne soit pas
16 applicable aux clients ayant signé une entente de contribution préalable avec le Distributeur
17 et prévoyant une (i) exigence de consommation minimale de puissance et (ii) une pénalité
18 financière, par le biais de sûretés financières, advenant le non-respect de cette exigence de
19 consommation minimale de puissance.

20 Cette approche est nécessaire pour respecter les ententes de contribution négociées entre
21 les parties qui prévoient les conséquences financières du non-respect des exigences de
22 consommation minimale de puissance.

23 Alternativement, si la Régie devait être d'avis que la pénalité ne résulte pas en une double
24 pénalité pour ce groupe de clients, la pénalité devrait plutôt être déterminée sur la base des
25 coûts évités de transport et de distribution, et ce de manière prospective.

26 **6.5.1 La causalité des coûts**

27 La causalité des coûts est un concept économique en vertu duquel les coûts doivent être
28 attribués à leurs causes réelles, c'est-à-dire aux produits, services ou activités qui les
29 génèrent, afin de permettre une tarification juste et équitable. Dans le cas qui nous intéresse,
30 les coûts à analyser sont ceux reliés à l'approvisionnement en énergie et en puissance ainsi
31 que ceux associés aux ajouts aux réseaux de transport et de distribution.

32 Dans une réponse à la DDR de l'AQCIE dans le cadre du dossier R-4270-2024, le Distributeur
33 mentionne que les coûts associés aux approvisionnements ne sont pas en cause puisque le

1 Distributeur ajuste ceux-ci sur la base de ses estimations de consommation des centres de
2 données⁵² :

3 4,3 Veuillez indiquer si les besoins de puissance à la pointe du Distributeur fourni
4 annuellement au Transporteur considèrent la PDA des clients au tarif LG ou une
5 estimation des besoins attendus des clients au tarif LG. Veuillez expliquer votre
6 réponse.

7 **Réponse :**

8 *La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision des*
9 *ventes des secteurs. Elle ne considère donc pas la PDA des clients.*

10 Cette réponse confirme que les besoins d'approvisionnement du Distributeur sont établis
11 sur la base des prévisions globales de vente et non sur la puissance disponible allouée à un
12 client donné. Il s'ensuit que l'utilisation (ou la non-utilisation) de cette puissance ne modifie
13 pas directement les besoins d'approvisionnement en énergie ou en puissance du
14 Distributeur.

15 Le Distributeur convient dans sa réponse du manque de causalité entre le coût lié avec une
16 déviation de l'utilisation de la puissance disponible allouée et les approvisionnements en
17 énergie et puissance. Malgré cette admission, le Distributeur dimensionne la pénalité sur un
18 prix, exprimé en \$/kW, correspondant à la somme des prix d'énergie et de puissance,
19 considérant le facteur d'utilisation propre à cette clientèle. Elle est établie de la façon
20 suivante :

$$\begin{aligned} 21 \quad & \text{Prime} = \text{prix de la puissance} + (\text{prix de l'énergie} \times 720 \text{ h} \times \text{FU}) \\ 22 \quad & = 32\,704 \text{ \$/kW} + (8\,710 \text{ ¢/kWh} \times 720 \text{ h} \times 95 \%) \\ 23 \quad & = 32\,704 \text{ \$/kW} + 59\,576 \text{ \$/kW} \\ 24 \quad & = 92\,280 \text{ \$/kW} \end{aligned}$$

25 Nulle part dans sa preuve ou ses explications en lien avec la pénalité qu'il propose d'imposer,
26 le Distributeur n'explique le lien causal entre la pénalité et les coûts associés. De fait, le
27 Distributeur confirme, en complément de réponse à la DDR de la Coalition que la puissance
28 disponible allouée inutilisée n'a aucun impact sur les approvisionnements.⁵³

29 Contrairement à la situation existante en vertu de l'article 5.20 des Tarifs, le Distributeur
30 ajoute une composante énergie à la pénalité et ne tient pas compte des dispositions de
31 transition incluse dans sa proposition à l'article 5.61 applicable aux clients existants.

⁵² https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4270-2024/doc/R-4270-2024-B-0104-DDR-RepDDR-2024_10_15.pdf

⁵³ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4307-2025/doc/R-4307-2025-B-0191-DDR-RepDDR-2026_03_02.pdf voir la réponse à la question 2.1

1 Le lien causal que trace le Distributeur est plutôt avec le dimensionnement du réseau de
2 transport et de distribution lorsque ce dernier affirme que « [l]a réallocation de la PDA
3 inutilisée d'un client vers un nouveau client pourrait ainsi permettre à Hydro-Québec d'éviter
4 ou de reporter d'importants investissements de renforcement sur le réseau... »⁵⁴.

5 Sur cette base, s'il y avait pénalité à imposer, ce qui est contesté, celle-ci devrait être basée
6 sur des coûts évités en transport et distribution plutôt que sur des coûts d'énergie et de
7 puissance comme ce qui est présentement imposé dans les Tarifs du Distributeur.

8 **6.5.2 La fongibilité de la capacité de transit**

9 Comme mentionné précédemment, le Distributeur concède que l'objectif de la pénalité est
10 de libérer de la capacité de transit d'un endroit sur son réseau pour la rendre disponible à un
11 autre endroit. Bien qu'intuitivement valable, la mécanique de réalisation de cet objectif n'est
12 appuyée sur aucune démonstration technique ou économique.

13 Étant donné la croissance de la demande anticipée au Plan d'action 2035 (ajout de 60 TWh)
14 et des volumes de puissance disponible inutilisés par les centres de données, il semble y
15 avoir une inadéquation de moyens et d'objectifs en comparaison des 566 MW qui, de l'avis
16 du Distributeur, seraient potentiellement rendus disponibles à la suite de la mesure⁵⁵.

17 De plus, Hydro-Québec est déjà engagée dans plusieurs projets de mise à niveau de son
18 réseau de transport et de distribution guidés par le Plan d'action 2035, et ce, sans que les
19 charges soient identifiées ou même confirmées⁵⁶.

20 Ainsi, dans le cas où la charge prévue au Plan d'action 2035 ne se matérialise pas comme
21 prévu, toute la capacité de transit développée sera assumée par la charge locale. Étant
22 donné la qualité historique des prévisions de la demande du Distributeur, il s'agit ici d'un
23 risque bien réel.

24 En réponse à la DDR de la Coalition, le Distributeur réfère la Coalition à un document
25 explicatif de la détermination des coûts évités, en particulier ceux liés au transport et à la
26 distribution⁵⁷ :

27 *Il n'y a pas d'appariement sur une base annuelle entre la croissance de la*
28 *demande et les investissements requis pour y faire face :*

⁵⁴ Op. cit.

⁵⁵ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4307-2025/doc/R-4307-2025-B-0176-DDR-RepDDR-2026_02_16.pdf

⁵⁶ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4306-2025/doc/R-4306-2025-B-0067-Audi-PiecesAudi-2025_10_28.pdf

⁵⁷ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4057-2018/doc/R-4057-2018-B-0051-SeanceTrav-Doc-2018_09_26.pdf

1 • La **réalité physique des réseaux** fait en sorte qu'un mégawatt de croissance de la
2 demande au moment de la pointe, à une année donnée, **ne déclenche pas**
3 **nécessairement un investissement** immédiat.

4 [Nous soulignons]

5 Le Distributeur indique qu'il n'y a pas de lien causal entre les besoins des centres de données
6 (*a contrario* la mise en disponibilité des ressources) et les investissements requis sur une
7 base annuelle. De plus, le Distributeur confirme que la réalité physique du réseau fait en
8 sorte qu'une croissance ou une mise à disposition de MW ne déclenche pas immédiatement
9 un investissement.

10 Sur la base de ces admissions en lien avec la détermination et de l'allocation des coûts évités
11 en transport et distribution, il semble que le Distributeur fasse un raccourci en affirmant, au
12 support de l'imposition d'une pénalité, qu'il existe un lien direct et instantané entre la
13 libération de puissance et une réallocation de la capacité de transit sur le réseau.

14 Le Distributeur clarifie sa position dans son complément de réponse à la Coalition et tente
15 de créer un effet direct entre la puissance rendue disponible et le niveau de saturation du
16 réseau et les coûts d'ajouts au réseau :

17 *En revanche, il y **aurait un impact possible** sur la capacité disponible pour les autres*
18 *clients **lorsqu'un réseau de transport a atteint sa capacité maximale**. En effet,*
19 *dans un tel cas, un nouveau client ne pourrait possiblement pas s'installer **sans***
20 ***nécessiter des investissements additionnels** sur le réseau. Ainsi, un client sur ce*
21 *même réseau qui libérerait une partie de sa puissance disponible inutilisée **pourrait***
22 ***permettre l'ajout de ce nouveau client sans engendrer des investissements***
23 ***additionnels**.*

24 [Nous soulignons]

25 Notons le caractère conditionnel de la réponse du Distributeur. De plus, le Distributeur parle
26 « d'un » réseau de transport ce qui implique qu'il y en a plus d'un, qui ensemble forme un
27 tout. Le Distributeur ne fait que décrire la simple réalité de l'opération normale d'un réseau
28 de transport et de distribution électrique, qui implique que le client qui demande le
29 raccordement, que ce soit d'une charge ou d'une source de production, et que celle-ci
30 nécessite des ajouts au réseau afin de protéger le service des clients existants alors ce
31 dernier doit en assumer les frais. Dans le cas du réseau d'Hydro-Québec, on parle de
32 neutralité tarifaire et de contribution client ainsi que de sûretés financières.

33 L'existence d'un lien causal contemporain entre la libération de puissance et la mise en
34 disponibilité d'une capacité de transit n'est donc pas directement démontrée, non plus sa
35 fongibilité régionale. Comme le confirme le Distributeur⁵⁸ :

⁵⁸ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4307-2025/doc/R-4307-2025-B-0191-DDR-RepDDR-2026_03_02.pdf

1 *Le Distributeur ne peut présumer des investissements évités et des emplacements*
2 *qui seront visés par les demandes d'alimentation qui lui seront soumises dans le*
3 *futur.*

4 En l'absence d'une telle démonstration par le Distributeur de lien causal entre la pénalité et
5 une mise en disponibilité de capacité de transit sur son réseau de transport et de distribution,
6 il devient difficile de justifier l'application d'une telle pénalité sans créer une situation injuste
7 et discriminatoire pour les clients au Tarif CD, et ce, au bénéfice des autres clients du
8 Distributeur.

9 Pour la Coalition, l'absence de causalité des coûts entre la pénalité et une mise en
10 disponibilité de capacité de transit sur les réseaux de transport et de distribution est fatale.

11 **6.6 *La majoration pour l'énergie renouvelable***

12 Dans sa proposition de tarif à l'usage applicable aux centres de données, le Distributeur en
13 suggère l'instauration d'une « majoration » pour les nouveaux centres de données. Cette
14 majoration, accessible seulement aux nouveaux centres de données, permet à ces derniers
15 de faire une offre de paiement supplémentaire, en sus du tarif exigé, au Distributeur afin de
16 garantir que l'énergie et la puissance (sic) consommée sont de source renouvelable⁵⁹. Cet
17 aspect de la proposition du Distributeur soulève de nombreuses interrogations tant au
18 niveau de ses fondements que de sa structure.

- 19 (i) Selon quelle législation ou réglementation le Distributeur sépare-t-il les électrons de
20 ses caractéristiques?
- 21 (ii) Le Distributeur n'identifie aucune disposition législative ou réglementaire
22 l'autorisant expressément à dissocier les attributs environnementaux de l'électricité
23 distribuée afin de les offrir séparément aux clients.
- 24 (iii) Il existe une incongruité évidente dans le fait que le Distributeur achète de l'énergie
25 renouvelable, qui inclut ses attributs, unilatéralement en scinde les composantes et
26 décide d'en faire le commerce sur sa franchise monopolistique à des clients captifs.
- 27 (iv) Si la majoration n'est offerte qu'aux nouveaux centres de données, est-ce à dire que
28 la consommation des centres de données existants et les autres clients sont une
29 garantie de source renouvelable?
- 30 (v) Le Distributeur ne définit pas en quoi consiste l'« offre » prévue à sa proposition.

31 Annuellement, Hydro-Québec publie l'étiquette de ses approvisionnements⁶⁰. Pour
32 l'année 2025, 96,9 % des approvisionnements réels étaient de sources renouvelables avec
33 un indice carbone de 7,8 kg de CO₂eq/MWh, une croissance de 214 % par rapport à l'année

⁵⁹ Nous notons qu'à notre connaissance, il n'existe aucun marché d'attributs environnementaux lié à un produit de puissance. Ceci démontre, au mieux, une incompréhension de la part du Distributeur des bases de fonctionnement usuelles des marchés d'attributs environnementaux.

⁶⁰ https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/2026G195F-1_Quebec.pdf

1 précédente⁶¹. Cette augmentation est directement liée à l'augmentation massive des
2 importations d'énergie sur les réseaux voisins.

3 En particulier, les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre ont mis en place des
4 marchés structurés d'attributs environnementaux, ce qui tend à augmenter l'indice carbone
5 des électrons résiduels du marché et l'indice carbone du marché. Pour ce qui est de
6 l'Ontario, il n'y a pas de marché structuré des attributs environnementaux, en revanche la
7 province conjugue avec la réfection de certaines centrales nucléaires ce qui augmente
8 l'utilisation de la flotte de production provenant du gaz naturel, augmentant ainsi l'intensité
9 carbone de ce marché.

10 Cela étant, l'augmentation de l'indice carbone suivant une augmentation des importations
11 est le fruit d'une mauvaise gestion des stocks énergétiques d'Hydro-Québec. Une
12 augmentation soutenue des exportations sur les marchés jumelés à une période soutenue
13 de faible hydraulité a contribué à la dilapidation des stocks énergétiques d'Hydro-Québec.
14 Cette situation sera exacerbée dans les prochaines années par le remplacement du
15 programme d'exportation électif par des ventes fermes avec une garantie de source
16 renouvelable. Il en résulte donc une anticipation à la baisse de l'indice carbone du système
17 énergétique d'Hydro-Québec. L'évolution récente de l'intensité carbone du portefeuille
18 énergétique d'Hydro-Québec semble notamment liée à l'augmentation des importations
19 d'électricité provenant des marchés voisins.

20 Il est intéressant de constater qu'Hydro-Québec annonce que son énergie est de source
21 renouvelable à plus de 99 %, mais que pour pouvoir en garantir la source, il faut acheter des
22 crédits auprès d'elle-même.

23 *Bien que la majeure partie de l'électricité québécoise provienne de sources*
24 *renouvelables, les attributs environnementaux de cette production ne sont pas*
25 *transférés avec l'électricité vendue. Cela signifie que les droits de déclarer une*
26 *consommation d'énergie de sources renouvelables ne sont pas automatiquement*
27 *transférés aux consommateurs avec l'achat de l'électricité.*

28 *Afin de bénéficier du caractère renouvelable des sources de production d'électricité,*
29 *le consommateur doit se procurer les attributs environnementaux.*

30 Ainsi, le Distributeur, tout comme le Gouvernement du Québec, fait la promotion du
31 caractère renouvelable de ses approvisionnements dans la promotion de ses services, mais
32 dans les faits, les seuls clients qui bénéficient sans conteste d'une garantie de source
33 renouvelable sont les consommateurs de l'État du Massachusetts et de la ville de New York.

⁶¹ https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/2026G195F-4_Emission_GES.pdf

1 Les clients de la charge locale doivent se contenter de l'énergie résiduelle et payer pour des
2 attributs environnementaux qui sont inclus dans le prix d'achat des approvisionnements
3 post-patrimoniaux qui forment les coûts de service au-delà de l'énergie patrimoniale⁶².

4 Le Distributeur confirme qu'aucune « clause semblable » n'existe « dans d'autres
5 juridictions » et « qu'il vise à rappeler que le caractère vert de l'électricité du Distributeur
6 constitue une valeur ajoutée importante dans un contexte de transition énergétique,
7 notamment par rapport à une électricité produite à partir de sources non renouvelables,
8 comme l'énergie fossile⁶³. »

9 Il y a peut-être lieu de rappeler que l'énergie produite et rendue disponible était, est et sera
10 de source renouvelable. Le fait que le Distributeur ne garantisse pas la source renouvelable
11 des électrons vendus n'est pas généralement connu.

12 La proposition du Distributeur de demander une majoration aux nouveaux centres de
13 données demeure au mieux mal définie et doit être rejetée. À sa face même, le Distributeur
14 crée, contrairement aux pratiques usuelles de ces marchés, un marché d'attributs
15 environnementaux de toutes pièces sans aucun fondement législatif ou réglementaire et
16 sans préciser en vertu de quel pouvoir ou habilitation la Régie pourrait approuver un tel
17 marché. De sa position monopolistique, le Distributeur définit un produit, impose une
18 demande et en contrôle l'offre.

19 La proposition du Distributeur demeure insuffisamment définie et celui-ci n'a pas démontré
20 le fondement législatif, réglementaire ou économique permettant d'introduire un
21 mécanisme de majoration associé aux attributs environnementaux.

22 Le Distributeur n'explique pas non plus en vertu de quelle habilitation la Régie pourrait
23 approuver un tel mécanisme.

⁶² Voir les clauses contractuelles à cet effet incluses dans les Contrats d'achat d'électricité approuvés au fil du temps par la Régie.

⁶³ Idem, Questions 8.2 et 8.8

1 7. CONCLUSION

2 Le Distributeur propose la mise en place d'un tarif à l'usage applicable aux centres de
3 données. Le tarif proposé correspond aux coûts évités de long terme en énergie et en
4 puissance, lesquels sont présentés par le Distributeur comme reflétant le coût marginal
5 d'approvisionnement. Le Distributeur propose finalement une majoration des coûts
6 d'approvisionnement pour les nouveaux centres de données afin de sécuriser le caractère
7 renouvelable de leur consommation d'énergie ainsi que des modifications à la PDA.

8 Les membres de la Coalition demandent à la Régie de rejeter l'ensemble de la proposition
9 du Distributeur. Au support de sa position, les membres de la Coalition soumettent que la
10 nouvelle Loi 24 est claire que les tarifs d'électricité sont déterminés, en conformité avec le
11 mode de détermination des prix dans un monopole naturel, sur la base du coût de service.
12 Toute référence à la détermination du tarif sur la base des coûts marginaux n'a aucun
13 fondement économique étant donné l'absence d'un marché concurrentiel de l'énergie au
14 Québec. Dans un contexte de monopole réglementé comme celui du Québec, la
15 détermination d'un tarif sur la base d'un coût marginal prospectif soulève des enjeux
16 importants de cohérence avec les principes de tarification fondés sur le coût de service.

17 La proposition du Distributeur de baser le tarif à l'usage applicable aux centres de données
18 sur la base des coûts évités de long terme doit également être rejetée. De l'aveu même du
19 Distributeur, le coût évité sert à l'évaluation de l'efficacité économique des programmes et
20 options tarifaires. Son utilisation comme base de fixation d'un tarif à l'usage dénature le
21 concept économique qui le sous-tend et doit en conséquence être rejeté.

22 Les ajustements offerts à la pénalité sur la puissance disponible inutilisée doivent être
23 rejetés, en particulier pour les clients existants. Si la Régie devait conclure au maintien des
24 dispositions amendées, la pénalité devrait être modulée sur les coûts évités en transport et
25 distribution.

26 L'artifice offert aux nouveaux centres de données de garantir le caractère renouvelable doit
27 également être rejeté. Le Distributeur échafaude de toutes pièces un marché dont il contrôle
28 l'offre et la demande. Une proposition questionnable à plusieurs égards. En effet, le
29 Distributeur propose un mécanisme de majoration associé aux attributs environnementaux
30 sans démontrer clairement son fondement législatif, réglementaire ou économique. Cette
31 proposition soulève notamment plusieurs interrogations quant à sa structure et à sa mise en
32 œuvre.

33 Au final, le Distributeur tente de redéfinir les fondements économiques applicables dans la
34 détermination d'un tarif dans un cadre monopolistique. Le Distributeur tente de transposer
35 des enjeux qui préoccupent certains états américains dont la structure de marché n'a aucun
36 lien avec celle du Québec. La preuve ne démontre ni l'existence d'un problème justifiant une
37 telle rupture avec les principes traditionnels de tarification ni le fondement économique,
38 législatif ou réglementaire permettant de s'écarter du modèle de tarification fondé sur le coût

- 1 de service. Dans ces circonstances, la Coalition soutient que l'ensemble de la proposition du
- 2 Distributeur devrait être rejetée.