

Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Coalition

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA COALITION DES CENTRES DE DONNÉES
À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

1. CONTEXTE**Références :**

- (i) R-4333-2026, [B-0004](#), HQD-1, Document 1.1
- (ii) [Bouquet électrique résiduel et taux d'émission de gaz à effet de serre \(GES\)](#), Hydro-Québec
- (iii) [Loi sur la Régie de l'énergie](#), Article 48, al. 3
- (iv) R-4333-2026, [B-0021](#), HQD-5, Document 1 et R-4333-2026, [B-0025](#), HQD-5, Document 2
- (v) [Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec](#)
- (vi) R-4057-2018, [B-0049](#), HQD-4, Document 3.1, pages 26 et 29
- (vii) R-4333-2026, [B-0002](#), Demande et affidavits, paragr. 4
- (viii) R-4307-2025, [B-0006](#), HQD-2, Document 2.1, page 6

Préambule :

- (i) 1.1 Contexte

L'industrie des services infonuagiques connaît une croissance soutenue depuis quelques années, stimulée notamment par l'essor de l'intelligence artificielle générative. L'exploitation des centres de données requiert des volumes considérables d'électricité, tant pour l'alimentation des serveurs que pour les systèmes de refroidissement et de ventilation nécessaires à leur fonctionnement. À ceci s'ajoutent les enjeux associés à la charge demandée par les nouveaux centres de données, qui peut atteindre plusieurs centaines de MW chacun, nécessitant des investissements significatifs sur le réseau. Cette croissance exerce ainsi une pression accrue sur les coûts des distributeurs d'électricité, pression qui se répercute ultimement sur les tarifs.

[...]

Avec la transition énergétique et la fin des surplus d'électricité, Hydro-Québec évolue dans un contexte où son électricité renouvelable et fiable est de plus en plus convoitée. Dans le cadre de son Plan d'action 2035, Hydro-Québec s'est d'ailleurs engagée à valoriser ces atouts recherchés par plusieurs clientèles, tout en maintenant des tarifs abordables et un service fiable pour l'ensemble de sa clientèle.

Dans ce contexte, Hydro-Québec estime nécessaire d'encadrer la croissance anticipée de la consommation des centres de données en instaurant un nouveau tarif qui leur serait spécifiquement applicable. Rappelons qu'Hydro-Québec a été pionnière dans la mise en place d'un encadrement tarifaire visant un usage particulier, soit l'usage cryptographique lié aux chaînes de blocs, encadrement qui a par la suite été repris par plusieurs autres juridictions. Ainsi, conformément à l'article 48 al. 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur demande à la Régie de l'énergie d'approuver la création d'une nouvelle catégorie de consommateurs pour les clients centres de données et la mise en place d'un tarif spécifique.

[...]

Le nouveau tarif proposé vise à ce que :

- Les centres de données assument davantage les coûts associés à leur forte demande en électricité, tout en leur offrant un prix comparable à ceux payés ailleurs en Amérique du Nord;
- Hydro-Québec assure une gestion responsable de la croissance de ses actifs, en limitant l'impact de l'arrivée des centres de données sur ses autres clientèles;
- Le Québec tire la pleine valeur de sa richesse collective.

Le tarif sera fixé à un coût reflétant celui des nouveaux approvisionnements, tout en demeurant compétitif à l'échelle nord-américaine, particulièrement compte tenu du fait que l'électricité fournie est entièrement renouvelable.

[...] Ces mécanismes reposent généralement sur une tarification spécifique à un niveau de prix qui vise à mieux refléter les coûts marginaux associés à ce secteur.

(nos soulignements)

(ii)

Bouquet électrique résiduel

[...]

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

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

(nos soulignements)

(iii)

48. La Régie effectue aux trois ans une révision tarifaire lors de laquelle elle établit, pour les trois années tarifaires visées par cette révision, les revenus requis annuellement par le transporteur d'électricité ou le distributeur d'électricité pour assurer l'exploitation de son réseau et lors de laquelle elle fixe les tarifs applicables à compter, dans le cas du transporteur d'électricité, du 1er janvier ou, dans le cas du distributeur d'électricité, du 1er avril de chacune de ces trois années tarifaires. La Régie peut, de la manière qu'elle détermine, répartir une hausse tarifaire d'une ou de plusieurs des années tarifaires visées par la révision sur ces trois années.

En outre, la Régie fixe, au cours d'une année tarifaire, sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, un tarif ou des conditions de service applicables au transport ou à la distribution d'électricité par le transporteur ou le distributeur visé au premier alinéa. Elle tient alors compte, pour la fixation d'un tarif et selon l'année visée, des revenus requis établis conformément au premier alinéa pour l'année tarifaire en cours.

À la demande du transporteur d'électricité ou du distributeur d'électricité faite au cours des trois années tarifaires visées par une révision tarifaire effectuée en vertu du premier alinéa, en raison de circonstances particulières, la Régie effectue une révision tarifaire visée à cet alinéa de la manière qui y est prévue.

Le distributeur d'électricité consulte le ministre avant de faire une demande visée au deuxième ou au troisième alinéa.

(nos soulignements)

(iv)

1.4 Processus de sélection et clause de majoration

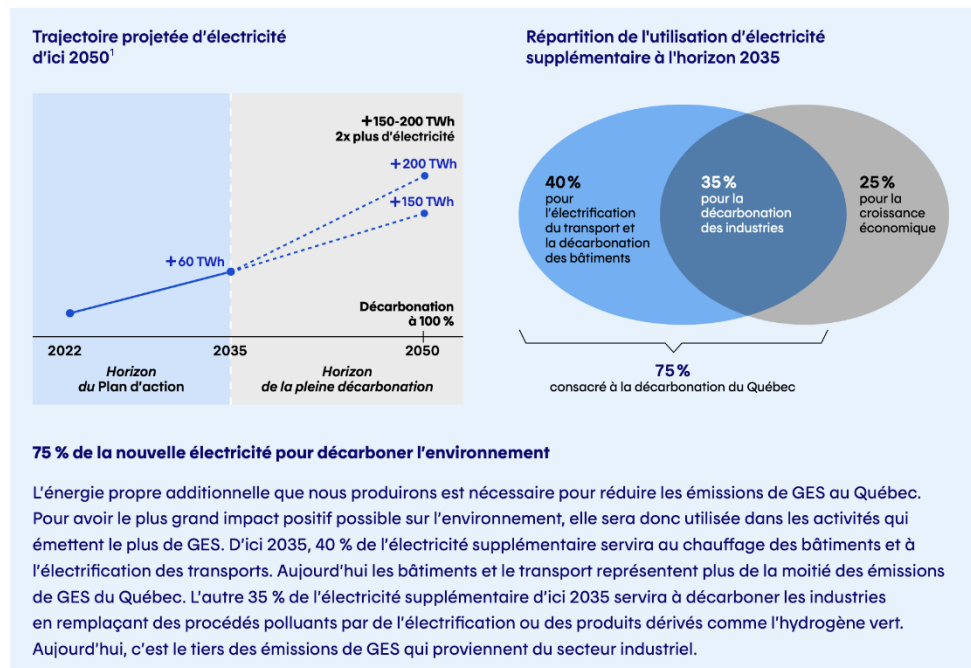
[...]

La clause de majoration proposée n'interfère pas avec le processus d'approbation ministériel nécessaire et l'analyse multicritère qui y est associée. Toutefois, cette clause vise à offrir la flexibilité, aux demandeurs qui le souhaitent, de valoriser davantage l'électricité demandée lors de l'analyse encadrant l'allocation des blocs faites par le gouvernement du Québec.

Le Distributeur rappelle qu'il ne lui appartient pas de discriminer les projets proposés. De fait, il n'entend pas encadrer la stratégie d'application de la majoration. Le demandeur pourra ainsi déterminer quelle composante (énergie/puissance) du tarif il souhaite majorer, dans quelle proportion, et en proposer la durée.

(nos soulignements)

(v)



(vi)

Exemple – Usage chauffage de l’eau au tarif D					(c/kWh)		
Coût évité à répartir - \$2018			Caractéristique de consommation		2019	2024	2028
Fourniture énergie – Marché	Hiver	4,1 c/kWh	Consommation en hiver	38 %	3,76	4,12	10,09
	Hors hiver	2,9 c/kWh	Consommation en été	62 %			
Fourniture énergie – Contrat appro	Toute l’année	8,0 c/kWh					
Écart pointe/hors pointe	Pointe	+0,66 c/kWh	Consommation pointe	46 %	0,28	1,72	1,86
	Hors pointe	-0,66 c/kWh	Consommation hors pointe	62 %			
Fourniture puissance – Marché	Hiver	20 \$/kW ou 0,70 c/kWh	Consommation en hiver	38 %			
Fourniture puissance – Contrat appro	Hiver	112 \$/kW ou 4,36 c/kWh	Consommation en hiver	38 %			
Transport et distribution puissance	Pointe	68 \$/kW-an (50 \$ + 18 \$)	Facteur d’utilisation annuel	69 %	1,19	1,31	1,42
Total					5,22	7,15	13,37

26

[Retour](#)

Retour sur l’analyse économique

- Objectif: Évaluer l’intérêt économique de réaliser ou non un projet/programme sur toute sa durée de vie :
 - Nécessite une bonne compréhension des implications du projet sur le réseau, sur la clientèle et sur l’équilibre énergétique ;
 - Nécessite l’identification des variables clés du projet.
- Utilisation des coûts évités : nature et finalité des projets analysés :
 - Quel est le **contexte** ?
 - Quel est l’**objectif** de la mesure ?
 - Quel est le **service rendu** ?
- Analyses de sensibilité et recherche du point mort pour évaluer la robustesse des résultats de l’analyse économique.

29

(vii)

4. La demande du Distributeur s’inscrit dans un contexte de transition énergétique, de fin des surplus d’électricité et de défis posés par l’arrivée massive de clientèles énergivores, tel que présenté à la section 1 de la pièce HQD-1, Document 1.1.

(vii)

Tableau 1
Ajustement tarifaire et indices d'interfinancement
par catégories de consommateurs

Catégories de consommateurs	Ajustements tarifaires	Indice d'interfinancement		
		2026	2027	2028
Domestiques	3,0%	81,5	81,3	81,3
Généraux	4,8%	130,2	129,8	128,9
Tarif G	4,8%	130,9	128,5	128,6
Tarif M	4,8%	136,8	137,3	136,2
Tarif LG	4,8%	109,1	109,7	110,1
Grands industriels	4,8%	115,7	115,7	115,7

Questions :
A. Allocation des blocs énergétiques et raccordement

- 1.1 Veuillez confirmer qu'à la suite de la mise en place de la *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*, le Distributeur n'a plus l'obligation de desservir des demandes de raccordement de 5 MW et plus.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur le confirme, sauf dans les cas prévus au projet *Règlement***
 2 ***d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant***
 3 ***l'autorisation pour distribuer l'électricité*¹.**

- 1.2 Veuillez confirmer que toute demande de raccordement de plus de 5 MW est sujette à l'approbation du ministre.

Réponse :

- 4 **Le Distributeur le confirme.**

- 1.3 Veuillez détailler l'implication d'Hydro-Québec dans le processus d'allocation des blocs énergétiques de plus de 5 MW.

¹ https://www.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/fileadmin/gazette/pdf_encrypte/lois_reglements/2026F/88010.pdf

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-6, Document 2.1.**

1.4 Veuillez expliquer comment le processus d'allocation des blocs d'électricité ne permet pas au Distributeur d'assurer des investissements ordonnés sur le réseau. En distinguant dans votre réponse les lacunes du processus d'allocation en ce qui a trait à : (i) la prévisibilité de la demande et (ii) les investissements sur le réseau de transport et distribution.

Réponse :

3 **Le Distributeur n'identifie aucune lacune en ce qui a trait au processus**
4 **d'allocation des blocs. Le Distributeur rappelle que l'objectif premier de sa**
5 **proposition est de mitiger les impacts du coût des approvisionnements**
6 **additionnels sur les tarifs de l'ensemble de sa clientèle.**

7 **Voir également la réponse à la question 4.4 de la demande de renseignements**
8 **n° 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-6, Document 2.1.**

1.5 Veuillez expliquer comment le processus d'allocation des blocs par le gouvernement et la mise en place d'un tarif à l'usage ne constitue pas un cumul de contraintes visant explicitement à limiter l'accès au service visant spécifiquement les centres de données.

Réponse :

9 **Le Distributeur considère que la principale contrainte à laquelle fait face sa**
10 **clientèle est associée à la rareté croissante des ressources énergétiques. Ainsi,**
11 **comme l'ensemble des demandes d'alimentation de 5 MW ou plus sont**
12 **assujetties au processus d'allocation des blocs, cette contrainte est partagée**
13 **par tous les projets similaires, peu importe leur secteur d'activité. Il ne**
14 **considère pas qu'une tarification différenciée par usage constitue en soi une**
15 **limite, encore moins explicite, à l'accès au service pour la clientèle visée.**

1.6 Étant donné les dispositions de raccordement incluses dans les Tarifs et conditions du Transporteur et des Conditions de service du Distributeur, veuillez expliquer comment le raccordement d'un centre de données induit des investissements sur le réseau disproportionnellement plus élevé qu'une charge équivalente associée à une autre industrie; en particulier, veuillez distinguer les éléments distinctifs associés aux investissements requis pour une charge ayant un profil de pointe non coïncidente avec la pointe hivernale du réseau d'Hydro-Québec.

Réponse :

16 **Le Distributeur n'affirme pas ce qui est sous-entendu par la question de**
17 **l'intervenante.**

1 **Voir également la réponse à la question 1.2.1 de la demande de renseignements**
2 **n° 1 de l’AHQ-ARQ à la pièce HQD-6, Document 2.1.**

1.7 En lien avec l'article 48 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, veuillez détailler les « circonstances particulières » qui mènent le Distributeur à conclure que le processus de détermination des tarifs n'est pas adéquat en particulier au vu du fait que les blocs énergétiques sont alloués par le gouvernement en consultation avec Hydro-Québec.

Réponse :

3 **Le Distributeur n'est pas d'accord avec l'interprétation de l'intervenante**
4 **lorsqu'elle affirme que la demande du Distributeur constituerait en soi un**
5 **désaveu du processus tarifaire. Les raisons motivant sa demande ont été**
6 **détaillées exhaustivement dans le dossier, que l'intervenante pourra retrouver**
7 **aux pièces HQD-1, Document 1.1 ([B-0004](#)), HQD-5, Document 1 ([B-0021](#)) et**
8 **HQD-5, Document 2 ([B-0025](#)).**

9 **Par ailleurs, l'implication du gouvernement du Québec dans le processus**
10 **d'allocation n'est pas une considération pertinente. En effet, les tarifs de grande**
11 **puissance (L et LG, notamment) font l'objet de l'exercice de la compétence de**
12 **la Régie. Le fait que certains abonnements à ces tarifs aient été raccordés à**
13 **l'issue du processus d'allocation de blocs n'a aucun impact sur la compétence**
14 **de la Régie en ce qui a trait à leurs tarifs.**

B. Croissance de la demande et profil de consommation

1.8 Veuillez confirmer que le secteur du bâtiment et du transport contribuera à 40 % des besoins incrémentaux en énergie et en puissance prévue et que les industries contribueront à la hauteur de 35 % à cette croissance de la demande anticipée dans le Plan d'action 2035 (Référence (vi)).

Réponse :

15 **Le Distributeur le confirme.**

1.9 À la lumière des prévisions d'augmentation de la demande anticipée provenant des centres de données (environ 10 % de la demande incrémentale prévue au Plan d'action 2035), veuillez expliquer comment cette augmentation peut être caractérisée par « une arrivée massive de clientèle énergivore » (référence (vii)).

Réponse :

16 **La remarque du Distributeur est en lien avec la croissance relative de ce secteur**
17 **et non pas absolue, comme le montre la figure 1 de la pièce [B-0021](#)**
18 **(référence iv).**

- 1.10 Pour les cinq (5) dernières années, pour les centres de données en opération, veuillez fournir, sur une base agrégée annuelle, le ratio de la puissance demandée réelle durant la période d'hiver sur la puissance demandée réelle sur la même période d'hiver.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur ne comprend pas la question et n'est ainsi pas en mesure d'y**
2 **répondre.**

C. Caractéristiques de l'énergie et de la puissance offertes par Hydro-Québec

- 1.11 En lien avec la référence (ii), veuillez indiquer quel type d'énergie est vendue par Hydro-Québec.

Réponse :

- 3 **Voir les réponses aux questions 8.7 et 8.8 de la demande de renseignements**
4 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

- 1.12 Veuillez indiquer selon quelles dispositions législatives et/ou réglementaires Hydro-Québec s'appuie pour ségréger les attributs environnementaux de l'électricité produite et distribuée par Hydro-Québec.

Réponse :

- 5 **Voir les réponses aux questions 8.7 et 8.8 de la demande de renseignements**
6 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

- 1.13 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « il n'entend pas encadrer la stratégie d'application de la majoration ».

Réponse :

- 7 **Voir la réponse à la question 8.6 de la demande de renseignements n° 1 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

- 1.14 Veuillez expliquer comment le Distributeur permettra de distinguer la majoration de la puissance versus celle de l'énergie et comment la majoration s'arrimera avec la variabilité annuelle de l'étiquette électrique du réseau principal.

Réponse :

- 9 **Le Distributeur n'envisage pas devoir distinguer le type de majoration que**
10 **pourrait choisir le client, outre qu'aux fins de la facturation.**
11 **Voir la réponse à la question 8.6 de la demande de renseignements n° 1 de la**
12 **Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

- 1.15 Veuillez expliquer comment le Distributeur définit les concepts « d'énergie verte », « entièrement renouvelable », « électricité renouvelable », « propre et renouvelable » et « électricité verte », « tel(le) qu'offert(e) par Hydro-Québec ».

Réponse :

- 1 **Voir les réponses aux questions 8.7 et 8.8 de la demande de renseignements**
2 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

- 1.16 Comment ces concepts et/ou définitions se comparent à celles utilisées dans les marchés nord-américains de tels attributs?

Réponse :

- 3 **Voir les réponses aux questions 8.7 et 8.8 de la demande de renseignements**
4 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

- 1.17 Est-ce qu'Hydro-Québec distingue les attributs environnementaux liés à l'électricité patrimoniale de ceux attribuables aux approvisionnements post-patrimoniaux?

Réponse :

- 5 **Voir les réponses aux questions 8.7 et 8.8 de la demande de renseignements**
6 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

- 1.18 Veuillez détailler l'application de la Clause de majoration sur les nouvelles charges exclusivement.

Réponse :

- 7 **Pour les abonnements dont la demande aura intégré une option associée à la**
8 **Clause de majoration, le Distributeur intégrera les modalités associées à**
9 **celle-ci au contrat afin que sa facture reflète la majoration proposée.**

- 1.19 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend distinguer le type d'énergie (avec ou sans majoration) qui sera vendu aux différentes classes de clients, en particulier à l'intérieur même des clients au Tarif CD.

Réponse :

- 10 **Voir les réponses aux questions 8.7 et 8.8 de la demande de renseignements**
11 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

D. Le caractère particulier de la charge des centres de données

- 1.20 Veuillez détailler l'ensemble des coûts, présumément différents, associés à la forte charge des centres de données en comparaison d'une charge équivalente associée à une autre industrie. Veuillez faire la comparaison lorsque les montées en charge sont respectivement complétées et distinguer les coûts liés au transport et à la distribution des approvisionnements.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur ne considère pas que ses coûts diffèrent selon la nature de la**
2 **charge qu'il alimente. Le Distributeur souligne toutefois que l'incidence sur ses**
3 **coûts et sa clientèle découle de la forte croissance associée à ce secteur, et**
4 **non pas à son profil de charge.**

- 1.21 Veuillez détailler ce que le Distributeur entend par « un prix comparable ». En particulier, contraster les alternatives d'approvisionnement offertes dans d'autres juridictions quant à i) l'autoproduction, ii) l'approvisionnement via un courtier énergétique et iii) les ententes de fournitures bilatérales (*Corporate Power Purchase Agreement*) avec les possibilités équivalentes offertes par le Distributeur.

Réponse :

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

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

- 1.22 Veuillez expliquer comment la mise en place d'une nouvelle catégorie de clients permet au Distributeur d'assurer « une gestion responsable de la croissance de ses actifs » en expliquant comment le cadre législatif et réglementaire actuel ne permet pas une « gestion responsable de la croissance des actifs ». Veuillez contraster votre réponse sur les aspects liés au transport et à la distribution de ceux liés aux approvisionnements. Veuillez expliquer comment l'approche proposé n'est pas discriminatoire.

Réponse :

- 10 **Le Distributeur rappelle à nouveau les capacités limitées d'accueil de nouvelles**
11 **charges, que ce soit en matière d'approvisionnement ou de son réseau. Par le**
12 **terme « gestion responsable de la croissance de ses actifs », le Distributeur**
13 **indique qu'il vise à ce que la catégorie des centres de données, à qui est**
14 **associée une forte croissance de la charge, assume une part raisonnable des**
15 **coûts qui y sont associés :**

1 **« Hydro-Québec assure une gestion responsable de la croissance**
 2 **de ses actifs, en limitant l'impact de l'arrivée des centres de données**
 3 **sur ses autres clientèles »²**

4 **Voir également la réponse à la question 2.3 de la demande de renseignements**
 5 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

1.23 Veuillez expliquer ce qui est entendu par le « coût » des « nouveaux approvisionnements ». En particulier, quels approvisionnements sont « nouveaux », et comment le Distributeur discrimine-t-il entre les besoins incrémentaux généraux de ceux liés aux centres de données?

Réponse :

6 **Le Distributeur fait ici référence au concept du coût des approvisionnements à**
 7 **la marge, c'est-à-dire du coût des approvisionnements qui sont rendus**
 8 **nécessaire à la suite d'une croissance de la demande. Un « nouvel »**
 9 **approvisionnement représente un volume d'énergie ou de puissance que le**
 10 **Distributeur doit acquérir afin d'alimenter une charge elle-même nouvelle, car**
 11 **elle est associée à un nouvel abonnement ou à la croissance de la**
 12 **consommation d'un abonnement existant. Les approvisionnements sont**
 13 **acquis de manière à répondre à la croissance de l'ensemble de la charge.**

E. Les coûts marginaux

1.24 Veuillez expliquer les fondements sur lesquels le Distributeur se base pour ne pas utiliser le coût moyen (fondement de la théorie économique sur les monopoles naturels) pour établir le tarif CD.

Réponse :

14 **Le Distributeur invite l'intervenante à consulter la section 2 de la pièce HQD-5,**
 15 **Document 2 ([B-0025](#)) aux pages 5 à 7.**

1.25 Veuillez expliquer les fondements sur lesquels le Distributeur se base pour utiliser le coût marginal (fondement de la théorie économique sur les prix concurrentiels) pour établir le tarif CD.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 1.24.**

1.26 Dans sa documentation au support de sa demande le Distributeur semble confondre les concepts de coût évité et de coût marginal. Veuillez expliquer comment le Distributeur distingue les concepts de « coûts évités » et « coût marginal ».

² Référence (i) de l'intervenante.

Réponse :

- 1 **Il n'y a pas de confusion. Les deux termes font référence au même concept.**
- 2 **Voir également la réponse à la question 1.31.**
- 1.27 Veuillez détailler comment les coûts marginaux des approvisionnements sont déterminés en distinguant les coûts fixes des coûts variables pour chaque type d'approvisionnement qui pourraient être considérés dans la détermination de ces coûts marginaux tant pour un produit d'énergie qu'un produit de puissance. Veuillez identifier si ce coût serait différent pour la période d'été de celle d'hiver.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur invite l'intervenante à consulter la pièce HQD-3, Document 3**
- 4 **([B-0012](#)) du dossier R-4307-2025.**
- 1.28 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend déterminer les coûts évités dans le cadre de l'application des nouvelles dispositions d'approvisionnements flexibles offertes par l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Réponse :

- 5 **Le Distributeur utilise les coûts évités (marginaux) approuvés par la Régie dans**
- 6 **sa décision [D-2026-033](#). Les débats entourant une éventuelle révision**
- 7 **méthodologique des coûts évités dépassent le cadre du présent dossier.**
- 1.29 Eu égard à la question précédente, comment le Distributeur entend arrimer les coûts évités prospectifs de ceux réalisés dans l'établissement et l'application du tarif CD proposé?

Réponse :

- 8 **Voir la réponse à la question 14.4 de la demande de renseignements n° 1 de la**
- 9 **Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**
- 1.30 Veuillez expliquer et justifier, pour chaque mesure de coût évité identifiée par le Distributeur à la question 1.28, lesquels s'appliquent ou non aux centres de données.

Réponse :

- 10 **Voir la réponse à la question 1.28.**
- 1.31 Veuillez expliquer les raisons qui mènent le Distributeur à dénaturer l'utilisation historique des coûts évités – « évaluer l'intérêt économique » et « analyse de sensibilité et recherche de point mort » (référence (vi)) vers l'utilisation de ceux-ci pour « gestion responsable » de la « richesse collective » et « refléter les coûts marginaux associés à ce secteur » (référence (i)).

Réponse :

1 Le Distributeur est en désaccord avec l'intervenante dans le sens où il ne
 2 dénature aucunement l'utilisation des coûts évités. Il est exact que ceux-ci
 3 soient appropriés aux fins, par exemple, de l'évaluation économique des
 4 programmes d'efficacité énergétique, car dans ce cas, ils représentent un coût
 5 « évité » à la marge (coût qui n'a pas eu besoin d'être encouru grâce à une
 6 réduction de la demande). Toutefois, leur caractère symétrique, à savoir coût
 7 « supplémentaire » à la marge, justifie également leur utilisation pour
 8 l'évaluation du coût d'une croissance de la demande. Ceci est d'autant plus vrai
 9 que ces prix sont dérivés des appels d'offres et contrats d'approvisionnements
 10 du Distributeur rendus nécessaires par la croissance de la demande.

11 À la pièce citée par l'intervenante³, on retrouve également la définition suivante
 12 des coûts évités : « Le coût évité / marginal correspond au coût économisé
 13 (supplémentaire) d'une réduction (accroissement) à la marge d'une unité de
 14 demande à partir d'un bilan offre-demande. » (nos soulignés)

1.32 Quel serait le niveau d'interfinancement du tarif CD si approuvé par la Régie dans sa
 forme actuelle (tel que déposé par le Distributeur)? **Veillez reproduire le tableau en
 référence XX (Fasken SVP inclure la référence HQD-2, Document 2.1 Tableau 1
 Dossier 4307-2025)**

Réponse :

15 L'indice d'interfinancement du tarif CD devrait être plus élevé que celui actuel
 16 des tarifs généraux puisque le tarif proposé devrait générer des revenus
 17 supérieurs au coût moyen de desserte de la catégorie de consommateurs
 18 « centres de données » calculé selon la méthodologie du modèle de répartition.

2. BALISAGE**Références :**

- (i) [État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032](#)
- (ii) R-4333-2026, [B-0005](#), HQD-1, Document 1.2
 (le « Rapport Dunsky »), pages 8, 10, 13 et 16

³ HQD-4, document 3.1 ([B-0051](#)), page 4, du dossier R-4057-2018 Phase 1.

Préambule :

(i)

TABLEAU 7.2
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2024
ÉCART 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	0	0	0	61	63	26	17	48	72	114	136	112	134	163
Chauffage des espaces Commercial	0	0	0	76	20	20	21	32	25	18	7	-29	-65	-97
Eau chaude Résidentiel	0	0	0	13	12	10	12	16	20	24	28	31	35	37
Industriel	0	0	0	-74	11	-59	-18	-63	-99	-7	-11	6	25	31
Décarbonation des procédés industriels	0	0	0	-45	-86	27	22	384	266	224	207	42	-226	-479
Filière batterie	0	0	-5	-34	-201	-263	-354	-452	-390	-362	-314	-291	-250	-201
Centres de données	0	0	0	5	49	53	78	117	199	237	280	341	391	438
Chaînes de blocs ²	0	0	0	-2	-11	-10	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9
Serres	0	0	0	-25	-25	16	0	-9	31	35	67	96	126	155
Véhicules électriques	0	0	0	0	-7	-34	-61	-107	-131	-169	-154	-89	-73	-55
Photovoltaïque	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1
Autres usages	0	0	5	135	63	-121	75	-10	5	-16	-50	-160	-338	-483
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (Besoins visés par le Plan)	0	0	0	110	-112	-335	-216	-51	-11	89	188	51	-250	-498

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.

² Ventes estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

Questions :

2.1 Dans le rapport d'expertise, veuillez identifier les juridictions ayant adopté des dispositions législatives et réglementaires limitant l'obligation de desservir une demande de raccordement effectué par une charge de plus de 5 MW auprès de l'utilité publique réglementée.

Réponse :

- 1 Cette question dépasse le cadre du mandat qui avait été confié à la firme
2 Dunsky.

Complément de réponse de Dunsky suivant la décision D-2026-077 :

- 3 Voir l'annexe A pour les compléments de réponse préparés par Dunsky.

2.2 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer la saison (estivale ou hivernale) à laquelle le système électrique atteint sa pointe.

Réponse :

- 4 Voir la réponse à la question 2.1.

2.3 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer le niveau de déréglementation de la production et celui de la consommation de l'électricité (choix du consommateur).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.4 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer la proportion des coûts de la facture type pour une charge équivalente au tarif CD proposé entre les coûts associés à la consommation d'énergie et de puissance et ceux associés aux infrastructures de transport et de distribution.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.5 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer si les tarifs et conditions en vigueur avant la mise en place du nouveau tarif applicable à cette juridiction inclus ou non des dispositions s'apparentant à la neutralité tarifaire, le paiement en amont du service de la totalité de frais de raccordement au-delà d'un seuil s'apparentant au concept de la neutralité tarifaire et une obligation de consommation minimale assujettie à la mise en place de sûreté financière liquide.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.6 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer comment le coût des approvisionnements est déterminé aux fins de la détermination du tarif.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.7 En regard des réponses offertes aux questions 2.1 et 2.6 de cette demande de renseignement, veuillez démontrer, de manière détaillée, le niveau de comparabilité des caractéristiques des juridictions analysées qui soutiennent l'application d'un tarif à l'usage pour les centres de données tel que proposé par le Distributeur.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 2.1.**

Complément de réponse de Dunsky suivant la décision D-2026-077 :

6 **Voir l'annexe A pour les compléments de réponse préparés par Dunsky.**

2.8 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer si un « *Renewable Portfolio Standard - RPS* » est en place.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.9 Pour chacune des juridictions recensées, indiquer si le coût associé à l'achat de « *Renewable Energy Credits – RECs* » aux fins de la rencontre des obligations liées aux programmes « *Renewable Portfolio Standard - RPS* » est inclus dans les tarifs.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.10 À la référence (i), le tableau indique une augmentation de la demande prévue par le Distributeur des centres de données de 438 MW en 2034-35. Selon la même prévision, la demande totale prévue, incluant la croissance de la demande des centres de données, diminue de 498 MW. Veuillez préciser comment cette dynamique de la demande globale se compare avec celle des juridictions analysées.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.11 À la page 10 du Rapport Dunsky, Dunsky qualifie les projections de demande répertoriée et liste les éléments qui peuvent impacter la qualité des prévisions. Selon l'expertise développée par Dunsky, comment l'application de ces critères impacterait la prévision de la demande déposée par le Distributeur dans sa dernière mise à jour de son Plan d'approvisionnement 2023 – 2032?

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.12 À la page 8 du Rapport Dunsky, il est fait référence à des contrats spéciaux qui n'ont pas été pris en compte dans l'analyse quantitative. Veuillez détailler ce qui est entendu par contrats spéciaux, leur niveau de prévalence et les grandes tendances contractuelles.

Réponse de Dunsky :

4 **Par contrats spéciaux nous entendons ici d'éventuelles ententes tarifaires**
 5 **établies avec des clients centres de données, qui diffèrent des tarifs standards**
 6 **des distributeurs. Les contrats spéciaux sont généralement de nature**
 7 **confidentielle.**

2.13 Pour les grands hubs de centres de données identifiés dans le rapport Dunsky (PJM et Texas (ERCOT), veuillez identifier les alternatives contractuelles qui s'offrent aux développeurs de centres de données (par exemple *Corporate PPA*, autoproduction, achat de produits auprès de broker, entente bilatérale, hedge financier, etc.) et veuillez identifier les alternatives équivalentes, incluant les limitations législatives et réglementaires, offertes sur le marché du Québec pour un tel développeur.

Réponse de Dunsky :

8 **Voir la réponse à la question 2.1.**

- 2.14 Pour ces mêmes grands hubs de centres de données identifiés dans le rapport Dunsky (PJM et Texas (ERCOT)), veuillez indiquer comment les prix de l'énergie et de la puissance sont déterminés.

Réponse de Dunsky :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

- 2.15 À la page 13 du Rapport Dunsky, on peut lire « (...) les gouvernements revoient leur stratégie, notamment afin de protéger leurs consommateurs et de tirer la pleine valeur de leur électricité. » Veuillez expliquer cette affirmation en particulier qui sont « les consommateurs » des gouvernements et quelle est « leur électricité », en particulier dans les marchés comme PJM et Texas (ERCOT). Veuillez mettre l'emphasis et distinguer les composantes énergie et puissance de celles de transport et distribution tant dans un marché verticalement intégré que dans un marché déréglementé.

Réponse de Dunsky :

2 **Le passage suivant : « Dans un contexte de marché de l'électricité favorable**
 3 **aux vendeurs (« seller's market »), de resserrement des bilans, et face à**
 4 **l'opposition sociale, les fournisseurs d'électricités et les gouvernements**
 5 **revoient leur stratégie, notamment afin de protéger leurs consommateurs et de**
 6 **tirer la pleine valeur de leur électricité » souligne la tendance observée d'un**
 7 **changement de posture chez les fournisseurs d'électricité et les**
 8 **gouvernements en Amérique du Nord.**

9 **Le terme « les consommateurs » fait ici référence aux citoyens, notamment en**
 10 **lien avec les questions d'acceptabilité sociale.**

11 **« Leur électricité » fait référence aux gisements et ressources électriques**
 12 **disponibles ou accessibles dans la juridiction.**

Minimisation des risques tarifaires sur les clients réguliers.

- 2.16 Dans le contexte législatif et réglementaire du Québec, veuillez expliquer comment l'ajout de charges provenant des centres de données expose les clients réguliers à un niveau de risque financier différent des autres types de charges.
- Transport et distribution : neutralité tarifaire, coûts supplémentaires payés en totalité par les clients demandeurs (utilisateur/payeur) et clause de consommation minimale sur 20 ans avec sûreté financière assortie.
 - Énergie et puissance : Capacité d'emmagasiner des surplus énergétiques et possibilité de vente sur les marchés externes et/ou d'attirer des consommateurs alternatifs.

Réponse :

1 **Le risque identifié par le Distributeur provient de l'ampleur de la croissance, et**
2 **non de la nature de la charge en tant que telle.**

2.17 À la page 14 du Rapport Dunsky, Dunsky détaille certaines motivations derrière la mise en place des tarifs dans certaines juridictions. Veuillez indiquer si ces options ou approches sont applicables dans le contexte réglementaire et législatif applicable au Québec et, le cas échéant, en identifier les limitations ou disparités en particulier l'opportunité pour le Distributeur de procédé par encan, les possibilités d'autoproduction et le concept de flexibilité tarifaire.

Réponse :

3 **Voir les réponses aux questions 4.1 à 4.3 de la demande de renseignements**
4 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

5 **Par ailleurs, une demande de renseignements n'est pas une occasion pour**
6 **l'intervenante de faire faire sa preuve par le Distributeur.**

2.18 Veuillez démontrer, avec un exemple chiffré, comment l'absence de tarif à l'usage pour les centres de données entraînerait un transfert de coûts vers les autres catégories de clients.

Réponse :

7 **Dans un contexte où le coût marginal est supérieur au revenu moyen généré**
8 **par le tarif LG, toute hausse de la demande engendre une pression tarifaire à la**
9 **hausse sur l'ensemble de la clientèle.**

2.19 Relativement à la section 2.2.3 (page 16) du Rapport Dunsky sur les modalités contractuelles, veuillez démontrer comment le cadre réglementaire et législatif actuellement en place ne permet pas de couvrir les trois grandes tendances contractuelles identifiées : l'exigence de garanties financières en amont, la mise en place de contrats de long terme et le mécanisme de *take-or-pay*.

Réponse :

10 **Le Distributeur note que l'observation de l'intervenante omet le principal**
11 **élément relevé par le Distributeur, c'est-à-dire la tarification au coût marginal.**
12 **Par ailleurs, sa proposition ne remet en question ni le cadre réglementaire, ni**
13 **le cadre législatif actuellement en place.**

14 **Voir également la réponse à la question 2.1.1 de la demande de renseignements**
15 **n° 1 de Google à la pièce HQD-6, Document 7.1.**

2.20 Sur quelle base le rapport de Dunsky peut-il affirmer et conclure qu'un tarif de 13¢/kWh est centré lorsque :

- l'information sur les tarifs de 6 des 13 juridictions provient directement des données du Distributeur;
- le rapport utilise les données d'une utilité du Texas pour inférer le tarif applicable pour un état au complet et que cette entreprise compte 465 000 clients (il en va de même pour l'Arizona);
- le rapport n'utilise pas les données de Chelan County PUD comme représentatif de l'état de Washington sur cette même base;
- le rapport généralise également les conditions tarifaires d'un état complet aux ME, NV et VT sur la base d'un tarif d'une ville de cet État.

Réponse de Dunsky :

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

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

L'approche employée vise à optimiser l'utilisation de différentes sources de données, selon leur caractère « spécifique » (c.-à-d. applicable au contexte de centre de données), leur caractère comparable, la profondeur d'analyse de la source, et la disponibilité de l'information. Notons, en outre, que les données des nouveaux tarifs visant les centres de données ont été privilégiées, lorsque disponibles, car indicatif de la tendance observée en Amérique du Nord (utilisation des coûts marginaux).

Concernant les points spécifiques soulevés dans la question :

- « l'information sur les tarifs de 6 des 13 juridictions provient directement des données du Distributeur; »
 - En effet et comme mentionné dans notre note méthodologique, cette source a 3 mérites : (1) profondeur d'analyse et disponibilité d'information : il s'agit d'un exercice de balisage détaillé – ce type

d'analyse publique est rare à l'échelle nord-américaine; (2) caractère comparable : elle distingue différents types de client grande puissance; (3) caractère spécifique : elle présente des données pour des villes plutôt que pour des juridictions entières. Sur ce dernier point, rappelons que les centres de données sont généralement situés en région urbaine ou périurbaine, tel qu'illustré à la section « 1.2.1. Comparaison qualitative » du rapport via la carte de NREL des centres de données aux États-Unis (cette réalité est partagée au Canada, tel qu'on peut le voir sur le site de la Régie du Canada ou d'autres sources). Ainsi, dans l'étude des centres de données, les données tarifaires propres à des villes sont, en règle générale, plus pertinentes que les données tarifaires à l'échelle d'états.

- Mentionnons en outre que nous avons effectué une validation croisée avec d'autres sources publiques, afin de valider le caractère raisonnable des données utilisées du balisage du Distributeur.
- « le rapport utilise les données d'une utilité du Texas pour inférer le tarif applicable pour un état au complet et que cette entreprise compte 465 000 clients (il en va de même pour l'Arizona) »;
 - Le rapport ne généralise pas les conditions tarifaires des villes aux États complets.
 - Nous avons privilégié l'utilisation des nouveaux tarifs visant les centres de données selon les critères exposés précédemment, notamment la profondeur d'analyse (étudiés plus en détail dans le rapport), le caractère spécifique, et le fait qu'ils soient indicatif de la tendance observée à l'utilisation des coûts marginaux en Amérique du Nord dans le cas de l'Arizona.
 - Mentionnons qu'en utilisant les données du tarif industriel moyen à l'échelle des états du U.S. Energy Information Administration référencées dans notre rapport, les conclusions de l'analyse comparative demeure : le Texas est sous la borne inférieure de -15 % de 13 ¢/kWh ; l'Arizona est dans la bande de ± 15 % autour de 13 ¢/kWh.
- « le rapport n'utilise pas les données de Chelan County PUD comme représentatif de l'état de Washington sur cette même base; »
 - Comme mentionné dans le Rapport Dunsky, la « comparaison se concentre sur l'offre tarifaire de juridictions limitrophes au Québec, assorties de quelques juridictions identifiées comme des « marchés » établis ou en essor ». L'identification de ces

principaux pôles de développement s'est « basé[e] sur des rapports d'industrie comme ceux de Cushman & Wakefield et des données sur les projets de centre de données existants ou proposés. »

- L'État de Washington ne fait pas partie de ces pôles de développement. À titre de comparaison, nous vous referons au rapport du American Edge Project référencé dans le rapport Dunsky, qui indique que le Texas et l'Arizona ont respectivement 442 et 149 projets de centres de données planifiés ou en cours de construction, alors que l'état de Washington n'en compte que neuf.

- « le rapport généralise également les conditions tarifaires d'un état complet aux ME, NV et VT sur la base d'un tarif d'une ville de cet État. »

- Le rapport ne généralise pas les conditions tarifaires des villes aux États complets.

- Comme mentionnée spécifiquement dans la note méthodologique associée aux ME, NV et VT, « la majorité des projets de centres de données se situent dans la périphérie des grandes villes, d'où la logique de regarder les tarifs des distributeurs opérant dans ces zones ». Ainsi, les données tarifaires des villes sont bien souvent des points de données plus pertinents que les données tarifaires des juridictions complètes.

- Concernant le Nevada, près de 50 % des centres de données de l'état sont par exemple concentrés à Las Vegas (utilisée dans l'exercice de comparaison).

- Le Maine et le Vermont ne sont actuellement pas des marchés actifs des centres de données - le Maine a d'ailleurs adopté un moratoire sur les centres de données de plus de 20MW jusqu'à l'automne 2027. La ville la plus peuplée a été choisie comme référence, basée sur la tendance observée dans d'autres juridictions.

- Mentionnons qu'en utilisant les données de tarif industriel moyen à l'échelle des états du U.S. Energy Information Administration référencées dans notre rapport, les conclusions de l'analyse demeurent inchangées pour le Vermont, avec un tarif au-dessus de la borne supérieure de +15 % de 13 ¢/kWh; les conclusions sont modifiées pour le Nevada et le Maine : actuellement sous la borne inférieure de -15 % de 13 ¢/kWh, ils passent au-dessus de celle-ci.

Pour finir, rappelons deux éléments importants à la lecture de l'exercice de comparaison quantitatif :

- À l'exception des données présentées pour l'Arizona, les données tarifaires présentées dans la comparaison qualitative reflètent des tarifs « historiques ». Comme indiqué dans le Rapport Dunsky, (1) on observe en ce moment une démultiplication de nouveaux tarifs visant à encadrer les grandes charges dont les centres de données en Amérique du Nord, et (2) la tendance observée est que ces nouveaux tarifs reflètent presque systématiquement des coûts plus élevés que les tarifs historiques, en lien avec les coûts marginaux. Il faut donc garder à l'esprit que la Figure 5 du Rapport Dunsky compare principalement le nouveau tarif proposé par Hydro-Québec à des tarifs historiques dans d'autres juridictions. Il est possible que certains de ces tarifs historiques d'autres juridictions soient remplacés dans les prochaines années par de nouveaux tarifs, aux coûts plus élevés. Dans certains cas, comme la Virginie, ces nouveaux tarifs sont déjà adoptés, mais leur valeur n'est pas reflétée dans le graphique, par manque de données publiques en date de la rédaction du Rapport Dunsky.
- « Au-delà du coût, d'autres considérations influencent la décision des développeurs de centre de données », tel que présenté dans la section éponyme du rapport Dunsky : délai de raccordement, offre « clé-en-main », climat froid, fiabilité, intensité carbone, etc.

3. TARIF PROPOSÉ

Références :

- (i) R-4333-2026, [B-0004](#), HQD-1, Document 1.1, pages 6 et 9
- (ii) R-4333-2026, [B-0006](#), HQD-2, Document 1.1, page 5

Préambule :

- (i) 1.1. Contexte

(...)

L'approche proposée par Hydro-Québec est cohérente avec ce qui est observé ailleurs. Plusieurs juridictions nord-américaines ont en effet adopté, ou sont en voie de le faire, des mécanismes visant à encadrer la croissance de la charge associée aux centres de données. Ces mécanismes reposent généralement sur une tarification spécifique à un niveau de prix qui vise à mieux refléter les coûts marginaux associés à ce secteur.

[...]

2.2. Structure et niveau du tarif

Le niveau du tarif proposé repose sur divers éléments :

- le coût d'approvisionnement supplémentaire nécessaire pour alimenter cette clientèle;
- les tarifs dans les autres juridictions nord-américaines;
- la valeur de l'électricité verte pour la clientèle concernée.

Par ailleurs, le niveau du tarif est conforme à la volonté du gouvernement exprimée dans le décret 89-2026 :

« il y aurait lieu que le tarif fixé pour cette catégorie de consommateurs, en ce qui concerne la récupération du coût des approvisionnements en électricité, reflète le coût des nouveaux approvisionnements, plutôt que le coût moyen des approvisionnements ».

Afin de refléter les coûts des nouveaux approvisionnements, le Distributeur s'appuie sur les coûts évités de long terme. En 2026, ceux-ci s'élèvent à 12 ¢/kWh pour l'énergie et 166 \$/kW-an pour la puissance. Ce dernier se traduit par un coût unitaire d'environ 2 ¢/kWh sur la base d'un facteur d'utilisation de 95 %, représentatif de la consommation des centres de données. Ainsi, le prix unitaire du tarif proposé est de l'ordre de 13 ¢/kWh en dollars de 2026, en cohérence avec les signaux de coûts évités.

[...]

2.3. Seuils minimal et maximal de consommation

(...)

Ainsi, tous les centres de données dont la puissance maximale autorisée atteint au moins 5 MW devront s'engager auprès du Distributeur à respecter une montée en charge s'échelonnant sur un horizon de 10 ans. Si, au cours d'une année civile, le plus grand appel de puissance réelle du client est inférieur à 60 % de la puissance prévue selon la montée en charge engagée, la différence entre ces deux valeurs sera assujettie à une prime pour puissance inutilisée de 92,280 \$/kW. (nos soulignements)

(ii)

Puissance à facturer minimale

La puissance à facturer minimale de chaque période de consommation correspond à 75 % de la puissance maximale appelée au cours d'une période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

Si un client met fin à son abonnement annuel et en souscrit un autre pour la livraison d'électricité à la même installation et à des fins semblables à l'intérieur d'un délai de 12 périodes mensuelles consécutives, ces deux abonnements sont considérés comme un seul et même abonnement pour l'établissement de la puissance à facturer minimale.

Dans le cas du passage au tarif CD d'un abonnement au tarif M ou au tarif LG, la puissance à facturer minimale est établie selon les modalités du présent article.

Questions :

- 3.1 Veuillez expliquer la différence entre le coût d'approvisionnement supplémentaire versus le coût des nouveaux approvisionnements versus les coûts marginaux pour desservir le secteur.

Réponse :

1 **Dans le contexte, le Distributeur emploie ces termes pour faire référence au**
2 **même concept.**

3.2 Veuillez confirmer que la Clause de majoration ne s'applique que pour les nouvelles charges. Corolairement, veuillez confirmer que les charges actuelles des centres de données ne sont pas assujetties à cette Clause de majoration. Finalement, veuillez confirmer la nature de l'électricité consommée par les centres de données existants : de source renouvelable, entièrement renouvelable, électricité verte ou autre vocable.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.18.**

3.3 Veuillez démontrer la nature compétitive contemporaine de la mesure des coûts évités de long terme proposé par le Distributeur en particulier eu égard au dernier appel de proposition effectué par l'IESO dont le prix moyen d'approvisionnement incluant les frais de raccordement se situe à 89 \$ le MWh pour des projets solaire et éolien.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 1.28.**

3.4 Veuillez justifier l'utilisation de coûts évités uniforme sur l'ensemble de l'année pour un profil de charge qui ne coïncide pas avec les appels de puissance de pointe hivernale.

Réponse :

5 **Il n'existe aucun lien entre le coût évité de l'énergie et le profil de charge du**
6 **client. De plus, les abonnements visés par le tarif CD seront présents au**
7 **moment de la pointe hivernale. Ainsi, il est approprié que ces coûts évités**
8 **s'appliquent tel que proposé par le Distributeur.**

9 **Le Distributeur invite également l'intervenante à consulter la pièce HQD-3,**
10 **Document 3 ([B-0012](#)) du dossier R-4307-2025.**

3.5 Veuillez justifier l'utilisation de coûts évités de long terme uniquement pour la détermination du Tarif CD.

Réponse :

11 **Le Distributeur emploie les coûts évités selon la méthode approuvée par la**
12 **Régie dans sa décision [D-2026-033](#).**

3.6 Veuillez confirmer de quelle façon seront calculées la base et la fréquence de détermination de la « prime » de puissance disponible non utilisée : mensuellement sur une base de 12 mois consécutifs (référence (ii)) ou bien sur la base d'une fois par année civile (référence (i))?

Réponse :

- 1 **À une date convenue entre les parties, l'écart entre puissance maximale**
2 **consommée et 60 % du nombre de MW prévu à la montée en charge sera**
3 **calculé. Si le seuil de 60 % n'est pas comblé, la prime sera facturée pour la**
4 **période de 12 mois précédant la date anniversaire.**
- 3.7 Veuillez confirmer si la détermination du profil de montée en charge est déterminée
exclusivement par le Distributeur, déterminé exclusivement par le client, déterminé
conjointement entre le client et le Distributeur. Plus généralement, veuillez décliner la
mécanique proposée par le Distributeur à ce sujet.

Réponse :

- 5 **Voir la réponse à la question 6.2.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**
- 3.8 Dans quels document(s) ou entente(s) le profil de montée en charge sera concilié?
Pourra-t-il être amendé? Si oui, par qui et sous quelles conditions?

Réponse :

- 7 **Voir la réponse à la question 6.2.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**
- 3.1 Veuillez indiquer la méthode d'indexation du Tarif CD.

Réponse :

- 9 **Voir la réponse à la question 14.4 de la demande de renseignements n° 1 de la**
10 **Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

**Annexe A – Compléments de réponse aux questions de 2.1 et 2.7 préparés par
Dunsky**

1 Question Coalition 2.1

Question initiale - Dans le rapport d'expertise, veuillez identifier les juridictions ayant adopté des dispositions législatives et réglementaires limitant l'obligation de desservir une demande de raccordement effectué par une charge de plus de 5 MW auprès de l'utilité publique réglementée.

Décision de la Régie - Pour la question 2.1, la Régie considère que le fait qu'une juridiction ait adopté une approche limitant l'obligation de desservir les centres de données est pertinent à tenir en compte puisque cela peut indiquer que ce marché est peu ou pas accessible. Toutefois, la Régie estime que la question telle que posée est trop pointue en ce qu'elle cible un niveau précis, soit celui de 5 MW ayant cours au Québec. En conséquence, la Régie accueille partiellement la contestation à la question 2.1 de la Coalition et ordonne au Distributeur de préciser, parmi les juridictions couvertes par le balisage de Dunsky, celles ayant adopté une approche limitant l'obligation de desservir et de fournir toutes références pertinentes à cet effet.

Nous observons en Amérique du Nord - et plus largement à l'international - une remise en question du modèle traditionnel d'obligation de service imposé aux monopoles, dans un contexte de forte croissance de la demande d'électricité. Nous notons en outre que la situation évolue rapidement, et que nombres de juridictions sont en train de développer ces nouvelles approches à l'heure où nous parlons.

L'étude de cette tendance dépasse le périmètre du balisage réalisé. Néanmoins et dans la mesure du possible, nous avons tenté d'établir une catégorisation sommaire des principales approches visant à limiter ou encadrer cette obligation de service, ainsi que d'en recenser les exemples au sein des juridictions étudiées.

Nous avons classifié ces exemples en 3 catégories, de la plus à la moins restrictive en matière d'accès des centres de données aux services d'approvisionnement électrique :

1. Moratoire : interdiction temporaire de développement des centres de données
2. Filtre et/ou cap en amont : filtre à partir d'un seuil de MW (cas du Québec) ou cap sur les MW alloués au segment centre de données et autres très grandes charges
3. Assouplissement sur les conditions de service : allègement des conditions de services, notamment en matière de fiabilité ou de fourniture de l'approvisionnement par l'utilité

Nous avons pu identifier des exemples dans 4 des 12 juridictions balisées, ainsi que dans 2 des 6 juridictions mentionnés à l'annexe - complément d'information du rapport Dunsky. Nous ne prétendons pas que l'analyse soit exhaustive, considérant les délais impartis pour réaliser ces recherches additionnelles.

	Juridictions de la comparaison qualitative	Juridictions mentionnées au complément d'information
1. Moratoire	New York	
2. Filtres et/ou caps	- Colombie-Britannique - Utah	- Ontario - Alberta
3. Assouplissement des conditions de service	- Colombie-Britannique - Texas (hors El Paso)	

Nous présentons ici quelques détails sur les approches par juridictions.

Juridiction	Détails
New York	- Moratoire : Au-delà de l'étude de faisabilité conditionnant le service sous le Rider A du NYMPA, un moratoire d'État a émergé depuis la rédaction du rapport. Le rapport Dunsky faisait référence à un projet de loi en discussion en février 2026 - le « Responsible Data Center Development Act ». Celui-ci a été adopté par les deux chambres le 4 juin 2026. Il impose un moratoire d'un an sur les permis du <i>Department of Environmental Conservation</i> pour les grands centres de données (≥ 20 MW) et en attente de promulgation. - Moratoire : En parallèle, le 14 juillet 2026, la gouverneure a signé le Décret exécutif n° 62, qui représente le premier moratoire d'État sur les centres de données aux États-Unis : une pause pouvant atteindre un an sur certains permis environnementaux visant les centres de données hyperscale (≥ 50 MW).¹
Colombie Britannique	- Cap : En novembre 2025, l'« Energy Statutes Amendment Act » (PL 31) a remplacé le principe du « premier arrivé, premier servi » par un processus d'allocation concurrentiel plafonné pour l'IA et les centres de données (300 MW pour l'IA et 100 MW pour les centres de données par tranche de deux ans, à compter de janvier 2026). Sont visés les projets de plus de 10 MW. - Assouplissement des conditions : en outre le processus d'allocation impose des conditions minimales de délestages aux clients centres de données, sans compensation ni incitatifs (minimum de 10% de la charge, à l'année longue, pour au moins 4 heures consécutives, etc.) - Moratoire (cryptomonnaie) : mentionnons aussi que le gouvernement a adopté en décembre 2022 un moratoire de 18 mois suspendant les nouveaux raccordements de minage de cryptomonnaie. Ce moratoire a été prolongé de 36 mois en 2024. Enfin, en 2025, il a adopté une interdiction permanente des nouveaux raccordements pour certaines nouvelles activités

¹ New York : Executive Order No. 62 (14 juillet 2026); « Responsible Data Center Development Act » (S10642 / A11560); projet de loi S9144 (Sénat de l'État de New York, février 2026).

	de minage de cryptomonnaies, en levant l'obligation de BC Hydro de les desservir, via le <i>Cryptocurrency Power Regulation</i> . ²
Texas - ERCOT (hors El Paso)	- Contexte : précisons que l'information présentée ici est pour ERCOT, et non pour le cas du tarif étudié de El Paso Electric. Rappelons que ce dernier a été retenu dans le balisage, car il représente un exemple atypique par rapport aux autres tarifs centres de données, notamment par le poids relatif majeur du projet Worldwide par rapport au système, et par l'utilisation d'un coût de service plutôt qu'un coût marginal. Il n'existe à notre connaissance pas d'assouplissement aux conditions de service spécifique pour El Paso Electric. - Assouplissement des conditions : comme mentionné dans l'encadré de la page 44 du rapport Dunsky, le Public Utility Regulatory Act, adopté en juin 2025, stipule que sur le territoire de ERCOT, toutes les compagnies servant des clients à voltage de transport doivent établir des protocoles et installer des équipements qui permettent le délestage de charges, pour toutes les nouvelles charges installées à partir de 2026. Les conditions de service exactes sont encore en cours de définition.³
Utah	Filtre : la loi « Electricity Supply Amendments » (sanctionnée le 25 mars 2025) modifie explicitement l'obligation de desservir de Rocky Mountain Power pour les « large loads » (>100 MW), en établissant une voie de sortie de l'obligation traditionnelle de desservir les très grandes charges (>100 MW). Dans le cadre du tarif SB 132, Rocky Mountain Power doit évaluer la demande d'interconnexion et remettre une proposition indiquant la faisabilité du raccordement, les coûts incrémentaux et les délais de mise en service. Si le distributeur ne respecte pas les délais prescrits ou qu'aucun contrat de raccordement n'est conclu dans les 90 jours suivant cette proposition (sauf prolongation convenue), Rocky Mountain Power n'est plus tenue de desservir cette charge (« no right or duty to serve »). Dans ce cas, le client peut conclure une entente avec un producteur privé (« Large-Scale Generation Provider »).⁴
Ontario	Filtre : sanctionné le 11 décembre 2025, le projet de loi 40 (<i>Protect Ontario by Securing Affordable Energy for Generations Act, 2025</i>) ajoute un nouvel article 28.1 à la <i>Electricity Act</i>, en vertu duquel les transporteurs et distributeurs d'électricité ne peuvent plus raccorder une « installation de charge désignée » (<i>specified load facility</i>), sans que les exigences de raccordement spécifiées dans le règlement soient satisfaites. Les

² Colombie-Britannique : « Energy Statutes Amendment Act » (déposée en octobre 2025); « Cryptocurrency Power Regulation »; « Electricity Allocation Framework » (gouvernement de la C.-B.); BC Hydro - appel de projets IA / centres de données (300 MW / 100 MW par tranche de deux ans, à compter de janvier 2026); [2026 Call for Demand - Emerging Industries Connection](#).

³ Texas Senate Bill 6, 89e législature (sanctionnée le 20 juin 2025), modifiant la « Public Utility Regulatory Act ».

⁴ Utah Senate Bill 132 (2025), « Electricity Supply Amendments » (sanctionnée le 25 mars 2025); Utah Code, titre 54, chapitre 26; Rocky Mountain Power, « Large service requests ». Obligation du fournisseur de services : https://le.utah.gov/xcode/Title54/Chapter26/C54-26P4_2025050720250507.pdf?

	règlements en cours d'élaboration donneront au ministre de l'Énergie et des Mines le pouvoir d'approuver ou de rejeter les demandes de raccordement de centres de données en fonction de bénéfices « économiques, stratégiques, de sécurité et communautaires locaux », remplaçant le modèle premier arrivé premier servi de l'IESO. Le règlement d'application était encore au stade de consultation en juillet 2026.
Alberta	Cap : en juin 2025, l'Alberta Electric System Operator (AESO) a annoncé un plafond intérimaire de 1 200 MW pour les nouvelles grandes charges (essentiellement les centres de données). Le plafond visait les projets de ≥ 75 MW avec une date de mise en service visée en 2027 ou 2028. L'AESO élabore maintenant un cadre permanent (Phase 2) pour l'intégration des grandes charges. Les consultations en cours portent notamment sur les critères de priorisation des projets, les exigences en matière de production (« <i>Bring Your Own Generation</i> ») ou de flexibilité de la demande. Des nouvelles sont attendues plus tard en 2026.

Comme mentionné, le cadre décisionnel des juridictions évolue rapidement face aux clients centres de données et de très grande puissance. À notre connaissance, il n'existe pas de base de données consolidées suivant spécifiquement les développements de type « 2. Filtres et/ou caps », ou « 3. Assouplissement des conditions de services ». Cependant, nous notons que le *National Conference of States Legislature* recense les projets de loi visant des « 1. Moratoires » sur les centres de données dans les différents États américains.

En date du 1^{er} juillet 2026, 15 projets de loi avaient été recensés⁵, dont voici le statut :

- 7 non adoptés ou bloqués par veto : Maryland, Minnesota, New Hampshire, Oklahoma, South Dakota, Wisconsin, Maine
- 9 en cours : Delaware, Géorgie, Michigan, Pennsylvanie, Caroline du Sud, Vermont, Virginie
- 1 adopté : New York

Notons que, si de tels moratoires sont relativement nouveaux en Amérique du Nord, ils sont utilisés depuis plusieurs années dans d'autres régions du monde. L'Irlande et Singapour, par exemple, ont adopté ce type de mesure dès 2019.

⁵ [Which States Are Banning Data Centers?](#), National Conference of States Legislature

2 Question Coalition 2.7

Question initiale - *En regard des réponses offertes aux questions 2.1 et 2.6 de cette demande de renseignement, veuillez démontrer, de manière détaillée, le niveau de comparabilité des caractéristiques des juridictions analysées qui soutiennent l'application d'un tarif à l'usage pour les centres de données tel que proposé par le Distributeur.*

Décision de la Régie - *Par ailleurs, la Régie juge pertinente l'information recherchée par la question 2.7, soit d'élaborer sur la comparabilité des caractéristiques des juridictions analysées. La Régie constate qu'aux pages 7 et 8 de son rapport, Dunsky explique ses critères de sélection. Toutefois, en référant aux questions 2.1 à 2.6, la question implique des aspects pour lesquels la Régie considère qu'il s'agit d'un niveau de détails non requis. En conséquence, la Régie accueille partiellement la contestation et ordonne au Distributeur d'élaborer sur la comparabilité des juridictions retenues, dans les limites des questions pour lesquelles elle considère, par la présente décision, que l'information recherchée est pertinente.*

Tout d'abord, nous souhaitons rappeler ici l'objectif de l'exercice de balisage. La comparaison qualitative visait à (1) faire ressortir des tendances clés dans la gestion tarifaire de la clientèle centre de données et (2) esquisser l'univers des possibles en matière d'approches tarifaires. C'est d'ailleurs pour cette raison que les critères de sélection des juridictions comprenaient la diversité de contexte et la complémentarité des cas, comme présenté à la page 7 du rapport.

À la lecture de la question 2.7 et de la décision associée de la Régie, nous comprenons que la Régie souhaite que nous nous prononcions sur la comparabilité des caractéristiques jugées pertinentes des juridictions retenues, qui soutiennent l'applicabilité d'un tarif à l'usage pour les centres de données.

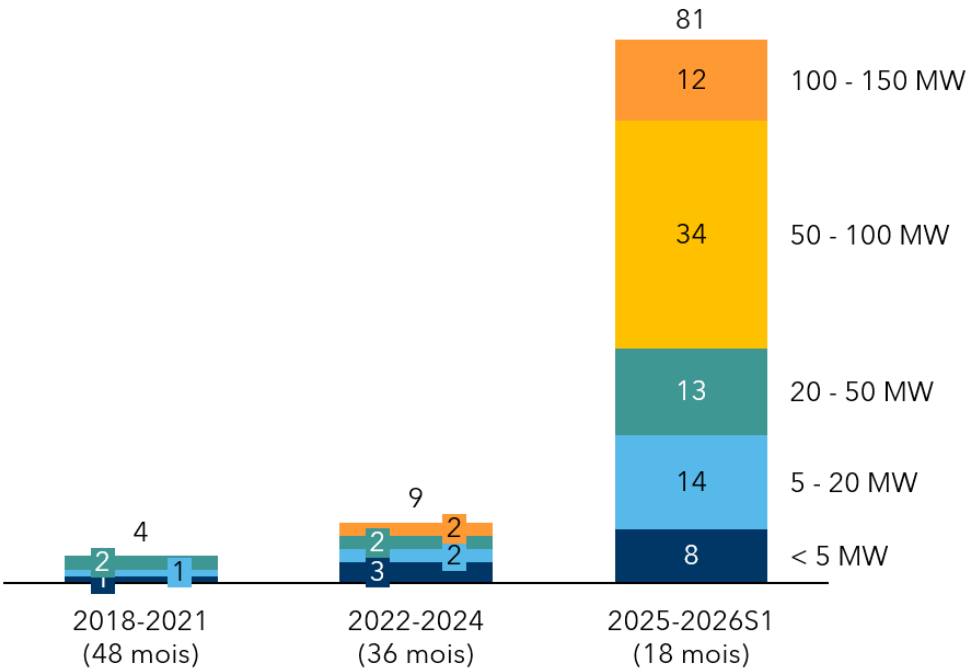
Comme mentionné à la page 13 du rapport Dunsky, on observe en Amérique du Nord une démultiplication des tarifs visant à mieux gérer la demande de très grandes puissances. Ci-dessous, nous présentons d'ailleurs des données mises à jour sur l'évolution de ces tarifs aux États-Unis – la tendance est exponentielle avec une accélération particulièrement marquée pour le segment supérieur à 50MW, typique des centres de données.⁶ Il s'agit d'une tendance de fond, qui transcende largement la diversité des contextes juridiques (dont par exemple : niveau de déréglementation, saison de pointe, obligation de service, intensité carbone, structures tarifaires passées et actuelles).

Comme mentionné à la page 14 du rapport Dunsky, la principale motivation en arrière de ces tarifs – et donc le principal critère de comparabilité – est plutôt la question de la protection des consommateurs contre les impacts tarifaires, dans un contexte de déficit électrique face à

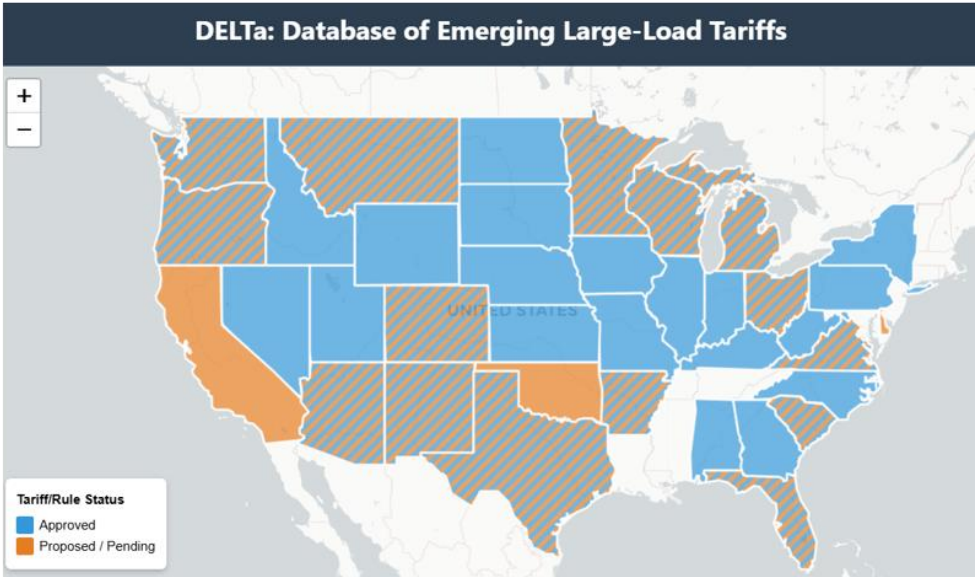
⁶ Données issues de Database of Emerging Large-Load Tariffs (DELTA). Smart Electric Power Alliance (SEPA) and North Carolina Clean Energy Technology Center (NCCETC).

la demande croissante. Cette réalité est partagée par le Québec, d'autant plus que les coûts moyens d'énergie y sont bien inférieurs aux coûts marginaux.

Nombre de nouveaux tarifs visant la grande puissance, dont les centres de données, par période d'introduction et par seuil de puissance visée



États américains avec des nouveaux tarifs visant la clientèle grande puissance, dont centres de données



Prenons l'exemple de la dimension de la base de prix, l'un des leviers de protection des consommateurs à la portée des juridictions et distributeurs. 10 des 11 cas étudiés dans la comparaison qualitative reflètent l'utilisation de coûts supérieurs aux coûts moyens de service⁷, et ce, malgré la diversité des contextes, qu'ils soient similaires à celui du Québec (p.ex. BC Hydro - monopole public à pointe hivernale à faible intensité carbone et électricité bon marché) ou très différents (p.ex. New York - marché déréglementé à pointe estivale à intensité carbone moyenne et électricité dispendieuse) :

- 1 cas de mise aux enchères de blocs pour les centres de données avec un prix plancher supérieur aux coûts moyens de service (BC Hydro)
- 7 tarifs reflétant les coûts marginaux/incrémentaux de production, transport et distribution
- 2 tarifs reflétant les coûts marginaux/incrémentaux de production ou de transport/distribution
- 1 tarif reflétant les coûts moyens de service - l'exception ici (El Paso Electric)
- 1 tarif pour lequel l'information n'était pas disponible (Rocky Mountain Power)

En somme, la comparabilité pertinente ne réside pas dans la ressemblance de chaque juridiction au Québec sur l'ensemble de leurs caractéristiques structurelles – celles-ci divergent (déréglementation, saison de pointe, intensité carbone, obligation de service) – mais dans le contexte général qui commande le recours à un nouveau tarif : les surplus électriques structurels sont désormais l'exception en Amérique du Nord. Comme le mentionne la NERC dans l'étude citée au rapport Dunsky:

« Electricity peak demand and energy growth forecasts over the 10-year assessment period continue to climb higher than at any point in the past two decades. Over the 10-year period, aggregated assessment area summer peak demand is forecast to rise by over 224 GW. This is 69% higher than last year's 10-year growth projection of 132 GW. Winter peak demand is expected to grow by 245 GW, continuing to outpace summer and exceed prior-year projections. New data centers for artificial intelligence and the digital economy account for most of the projected increase in North American electricity demand over the next 10 years. »

Sur cet élément déterminant, la convergence est forte à travers les juridictions, et elle est pleinement partagée par le Québec : un resserrement des bilans face à une demande en forte croissance, et un écart marqué entre les coûts moyens et les coûts marginaux qui expose les autres clientèles à un risque tarifaire.

C'est cette réalité commune qui explique la tendance de fond observée en Amérique du Nord : la création de tarifs dédiés à ce segment avec des modalités réduisant les risques d'impacts tarifaires (p.ex. utilisation de coût marginaux, dépôt de garantie, contrats de long terme, clause *take-or-pay*). La proposition du Distributeur s'inscrit directement dans cette

⁷ Tels que présenté dans notre réponse à la question de 16.1 du Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec,

pratique. Enfin, si la rationalité de l'approche transcende la diversité des contextes, ses modalités doivent, elles, bien sûr, être adaptées à la réalité québécoise (p.ex. coût d'énergies locaux, énergie décarbonée, pointe hivernale, attribution gouvernementale des blocs).