

Nouveau tarif CD applicable aux centres de données et ajustement au tarif CB (Dossier R-4333-2026)

Rapport d'expert rédigé pour l'intervenante KEEL

Auteur :
Sylvain M. Audette
Expert en réglementation et tarification
Membre fondateur de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie
et professeur à HEC Montréal

Juillet 2026

Table des matières

Contexte de ce rapport d'expertise	3
Sommaire exécutif des constats et recommandations.....	4
Introduction.....	6
1. Les principes réglementaires et tarifaires	7
1.1 La nécessité d'encadrer les monopoles naturels pour éviter des tarifs excessifs.....	7
1.2 Les principes largement reconnus de Bonbright.....	7
1.3 L'adéquation de la proposition d'HQD avec ces principes de base.....	13
2. Les enjeux réels des clients actuels CB et des futurs CD	16
2.1 La problématique est reconnue et maintenant sous contrôle au Québec.....	17
2.2 Des débats essentiels pour établir les coûts sont encore en suspens.....	18
2.3 Le risque relatif de la croissance des clients CD est acceptable pour le moment.....	19
2.4 La demande réelle des CD et CB est un intrant important aux débats sur les tarifs	21
2.5 Attirer les « bons » clients et investissements des CD au Québec	25
2.6 La solution tarifaire adaptée au contexte d'un PGIRE québécois.....	27
3. La méthode du coût de service pour guider la tarification.....	31
3.1 Un processus reconnu et en accord avec les principes de la section 1	31
3.2 La question de l'évolution de l'interfinancement.....	35
3.3 La question de l'utilisation du coût moyen relativement au coût marginal dans l'allocation	37
4. Balisage	39
4.1. La tarification à l'usage des CD n'est pas généralisée	39
4.2. Les encadrements réglementaires gèrent le risque des clients visés.....	39
4.3 Les juridictions proposent des tarifs selon de coûts marginaux représentatifs	40
4.4 La majorité des juridictions protègent les clients existants.....	41
5. Vers une solution plus acceptable pour le Québec	42
Recommandation 5.1 – Reporter l'approbation des taux et conditions du tarif CD	45
Recommandation 5.2 - Protéger les clients existants.....	46
Recommandation 5.3 - Un service non ferme pour réduire certains coûts marginaux.....	46
Recommandation 5.4 – Une méthode plus juste et raisonnable de coûts marginaux.....	48
Conclusion	52
Références	54

Contexte de ce rapport d'expertise

L'intervenante KEEL dans le présent dossier (R-4333-2026), aussi intervenante sous le nom Bitfarms dans le cadre des autres dossiers pertinents (R-4045-2018 et R-4210-2022), via leurs avocats, incluant Me Pierre-Olivier Charlebois de Fasken Martineau Dumoulin, m'ont demandé d'examiner la preuve dans le présent dossier à titre d'expert en réglementation et tarification du secteur de l'énergie.

Je possède plus de 25 ans d'expérience à titre de cadre de direction dans le secteur de l'énergie et j'ai participé activement à la création de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal en 2014. J'enseigne les théories, les principes, et l'application des concepts clés en réglementation et en tarification depuis plus de 20 ans à HEC Montréal, mais aussi dans plusieurs missions à l'étranger. J'ai agi, et agis encore à ce jour, à titre d'expert, dans plusieurs mandats liés au secteur de l'énergie autour des enjeux clés en réglementation et tarification des services publics en situation de monopole¹.

Les enjeux autour de la proposition d'Hydro-Québec (« HQD ») sont si importants, et stimulants, que j'ai accepté de participer aux débats à titre d'expert avec enthousiasme. En pleine transition énergétique, avec un nouveau cadre législatif, des causes tarifaires aux trois ans, un Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec (« PGIRE »), l'implication du pouvoir exécutif avec certains décrets récents et les nouveaux pouvoirs au ministre, la Régie doit considérer toutes les options, et opinions, pour de prendre de bonnes décisions, mais aussi éviter des plus mauvaises, qui iraient à l'encontre de bonnes pratiques inutilement.

J'espère sincèrement que les constats de ce rapport vont susciter la réflexion pour tous les acteurs dans le cadre de ce dossier, afin d'améliorer la proposition initiale soumise par HQD, dans l'objectif de guider la Régie dans la difficile tâche de trouver les meilleurs compromis pour tous.

¹ Voir le CV de Sylvain M. Audette déposé dans le présent dossier pour prendre connaissance des détails des années d'expérience dans le secteur de l'énergie, à divers postes de cadre de direction, en enseignement des concepts en réglementation et tarification, les mandats, et notamment où il a été invité ou reconnu à titre d'expert.

Sommaire exécutif des constats et recommandations

Ce sommaire présente quatre constats et recommandations présentées plus en détail dans les autres sections de ce rapport. Ces constats m'amènent à conclure que la demande initiale, telle que présentée dans ce dossier, ne peut être acceptée sans les améliorations proposées. Les propositions de ce rapport pourraient rendre la création du nouveau tarif CD plus conforme aux principes réglementaires et tarifaires largement reconnus et ayant résisté à l'épreuve du temps dans le secteur de l'énergie.

Constat no 1 - Les principes réglementaires et tarifaires : Si la création d'une nouvelle catégorie tarifaire pour les clients CD qui utiliseraient une forme de signal de coûts marginaux peut être acceptable dans le contexte actuel au Québec; la démonstration du respect des principes réglementaires et tarifaires reconnus pour établir des tarifs n'est pas adéquate; et, surtout, le caractère juste et raisonnable pour les clients CB et les futurs clients CD n'est pas assez démontré dans la preuve présentée, notamment sans une référence adéquate aux coûts et risques sous-jacents.

Constat no 2 – Les enjeux réels des clients actuels CB et futurs CD : Les analyses du contexte québécois d'ici la prochaine cause tarifaire tendent à démontrer qu'il serait davantage prudent que la décision de la Régie dans le présent dossier n'approuve pas un nouveau tarif CD avant la prochaine cause tarifaire ou, subsidiairement, que les taux de ce nouveau tarif CD par usage soient identiques aux tarifs déjà en vigueur aux coûts moyens pendant la période transitoire.

Constat no 3 - La méthode du coût de service pour guider la stratégie : Afin de chercher un meilleur équilibre des principes et des pratiques reconnus en réglementation et tarification, voire protéger le distributeur et la Régie contre des accusations de traitement inéquitable, la stratégie tarifaire d'un éventuel nouveau tarif CD doit trouver une fondation avec des coûts et des revenus plus justes et raisonnables afin de justifier des interfinancements acceptables pour les clients touchés, il manque encore trop d'informations avant la prochaine cause tarifaire pour établir ces taux.

Constat no 4 – Balisage : Dans la grande majorité des cas étudiés, en ce qui concerne le respect des bonnes pratiques reconnues, le balisage déposé ne vient pas renforcer la proposition telle que présentée par HQD dans ce dossier. Les tarifs selon l'usage sont des exceptions pour le moment, les encadrements réglementaires sont déclenchés avec des seuils plus élevés que le 5 MW au Québec, les méthodes pour établir les coûts marginaux sont plus conformes aux bonnes pratiques pour la puissance et l'énergie et les clients existants sont majoritairement exclus.

Notez également que chacun de ces quatre grands constats est décliné en plusieurs sous-constats dans le rapport aux sections 1, 2, 3 et 4. Les lecteurs sont appelés à en prendre connaissance pour en saisir les arguments et nuances.

Les quatre principaux constats m'amènent à énoncer quatre grandes recommandations, plus détaillées dans la section 5 du rapport, pour l'établissement du futur tarif CD et ajustements au aussi sur les suites à donner au tarif actuel CB.

Recommandation 5.1 - Reporter l'approbation des taux et conditions du tarif CD

La Régie devrait reporter l'approbation des taux et conditions définitifs du tarif CD à la prochaine cause tarifaire, lorsque les données sur les coûts, les approvisionnements et les impacts tarifaires seront plus complètes. Entre-temps, une catégorie tarifaire CD pourrait être créée, mais avec l'application temporaire des tarifs existants fondés sur les coûts moyens.

Recommandation 5.2 - Protéger les clients existants

Les clients déjà assujettis au tarif CB devraient bénéficier de mesures de protection afin d'éviter des hausses tarifaires abruptes, injustes et déraisonnables. Le maintien des conditions historiques pour les clients existants renforcerait la prévisibilité réglementaire et réduirait les risques de contestation.

Recommandation 5.3 - Un service non ferme pour réduire certains coûts marginaux

Le futur tarif CD pourrait intégrer une forme de service interruptible ou des obligations de réduction de charge lors des périodes critiques afin de diminuer les coûts marginaux liés à la puissance. Cette approche rapprocherait davantage le tarif des coûts réellement imposés au réseau tout en encourageant l'innovation et la flexibilité opérationnelle chez les centres de données.

Recommandation 5.4 - Une méthode plus juste et raisonnable de coûts marginaux

Les taux du tarif CD devraient reposer sur des coûts marginaux représentatifs des conditions réelles du marché plutôt que sur les coûts évités de long terme actuellement proposés. Une méthodologie fondée sur des coûts observables et actualisés permettrait d'établir des tarifs plus justes, plus défendables sur le plan réglementaire et mieux alignés sur les principes reconnus de tarification.

Introduction

Bien que cette proposition réponde à des préoccupations légitimes de rareté énergétique et de priorisation des usages pour réussir la transition énergétique, elle soulève des enjeux importants de conformité avec la *Loi sur la Régie de l'énergie* et avec les principes reconnus de tarification juste et raisonnable. Elle est toutefois perfectible, notamment pour une meilleure conformité avec les bonnes pratiques largement reconnues par des ouvrages de référence ayant fait leurs preuves, ces ouvrages sont dérivés du classique produit à l'origine par James C. Bonbright, les personnes intéressées peuvent aussi consulter les ouvrages de référence utiles pour mieux contextualiser les constats et recommandations (Bonbright, Danielsén, & Kamerschen, 1988) (Costello, 2014) (Federal Energy Regulatory Commission, 1999) (Frantz, 2019) (Giacchino & Lesser, 2011) (Goodman, 1998) (Lesser & Giacchino, 2019) (Phillips, 1993).

Le rapport propose d'analyser la preuve soumise selon les quatre enjeux principaux suivants :

- 1) Les principes réglementaires et tarifaires
- 2) La réelle problématique des clients actuels CB² et des futurs CD³
- 3) Rappel de la méthode coûts de service pour guider l'établissement de tarifs
- 4) Le balisage soumis en preuve

La section 5 présente des recommandations pour le contexte québécois actuel.

- 5) Vers une solution tarifaire plus acceptable pour le Québec

Nous le voyons clairement dans le titre de l'enjeu no 2, cette liste d'enjeux doit être modulée selon qu'il s'agit des clients existants soumis au tarif CB, déjà encadré par une décision de la Régie, et ceux à venir, des clients CD.

Si les débats pour les clients existants au tarif CB ont déjà eu lieu dans le passé, c'est plutôt la fixation d'un tarif spécifique pour les centres de données (tarif CD), qui serait basé principalement sur les coûts marginaux d'approvisionnement, qui constitue un changement significatif par rapport aux approches historiques et reconnues fondées sur la causalité des coûts et la méthode du coût de service. En effet, dans ses décisions sur le tarif CB, la Régie demeurerait dans une logique reconnue de causalité des coûts, avec une tarification à l'usage, mais en reconnaissant un risque plus élevé pour cette catégorie de client, pour justifier les pénalités avec des taux effectifs plus élevés dans la stratégie tarifaire finalement adoptée avec un plafond de 300 MW.

La proposition initiale d'HQD doit donc être examinée, dans un premier temps, à la lumière des principes économiques et réglementaires reconnus, notamment ceux de Bonbright, afin de s'assurer qu'elle demeure juste, mais surtout « raisonnable », dans le contexte législatif québécois où le service public est non seulement en situation de monopole naturel pour le transport et la distribution, mais aussi pour l'approvisionnement.

² Par souci d'efficacité, le rapport va utiliser l'acronyme « CB » pour désigner la catégorie existante de « consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ».

³ Par souci d'efficacité, le rapport va utiliser l'acronyme « CD » pour désigner l'éventuelle nouvelle catégorie de clients pour les « centres de données ».

1. Les principes réglementaires et tarifaires

L'exercice de fixation des tarifs de l'électricité repose sur des principes économiques et institutionnels clairement établis. Ils sont nécessaires pour encadrer les activités en situation de monopole naturel, afin, notamment, de prévenir les tarifs excessifs et de chercher à remplacer l'absence de concurrence⁴. L'objectif ultime de ces principes est de permettre de concilier la protection des consommateurs, l'équité entre les usagers et des revenus suffisants et raisonnables aux entreprises réglementées⁵.

1.1 La nécessité d'encadrer les monopoles naturels pour éviter des tarifs excessifs

Certaines activités, comme c'est le cas de la distribution ou le transport d'électricité dans ce dossier, sont en situation de monopole dit « naturel » (Goodman, 1998) (Phillips, 1993) (Lesser & Giacchino, 2019). Les entreprises, qu'elles soient publiques ou privées, via des investissements importants, développent alors les infrastructures nécessaires dans un territoire exclusif déterminé par les pouvoirs législatifs⁶. En raison des économies d'échelle importantes associées à ces activités, un droit exclusif est octroyé pour desservir le marché à un coût inférieur à celui qui résulterait d'un marché avec de la concurrence. Dans certaines juridictions avec marchés dits « ouverts », les clients du monopole naturel sont tenus par le cadre législatif de couvrir les coûts de la distribution d'électricité, mais peuvent, ou doivent par obligation dans certain cas, choisir un fournisseur pour ses approvisionnements en énergie, ce qui introduit plus directement une forme de concurrence pour une bonne partie de la facture énergétique. Le cadre législatif québécois ne permet pas de « choisir » son approvisionnement, et les clients québécois sont d'autant plus captifs, avec un risque accru pour eux, advenant une hausse déraisonnable proposée par le service public.

Un encadrement réglementaire adéquat, avec de bonnes pratiques reconnues, permet non seulement de protéger les clients actuels et futurs, mais aussi le détenteur du monopole pour assurer un rendement raisonnable tout en le protégeant contre d'éventuelles poursuites judiciaires. Ces poursuites peuvent alors être en dehors du cadre législatif spécifique au secteur de l'énergie, notamment par certains clients qui l'accuseraient d'abuser de son monopole, par des tarifs injustes, déraisonnables ou d'obtenir un rendement trop élevé par rapport aux comparables du marché.

1.2 Les principes largement reconnus de Bonbright

Les principes de bases de Bonbright⁷, qui guident traditionnellement l'encadrement réglementaire et ensuite la fixation des tarifs, reposent sur un équilibre entre plusieurs objectifs fondamentaux, notamment :

- la récupération des revenus nécessaires;

⁴ Cette nécessité d'encadrement réglementaire du monopole devient encore plus importante pour le Québec, en l'absence de possibilité d'un approvisionnement auprès d'un autre fournisseur d'électricité, et aussi, sans réelle possibilité de développer ses propres capacités de production d'électricité comme c'est possible dans certaines autres juridictions.

⁵ Ce principe général est reconnu au Québec via l'article 5, « ... la protection des consommateurs situés au Québec ... »

⁶ Il s'agit de l'Assemblée nationale au Québec qui exerce ce pouvoir, le secteur de l'énergie étant de juridiction provinciale.

⁷ L'ouvrage cité en référence du rapport est la réédition de 1988 à partir de l'ouvrage original de 1961, la différence est de partir de 8 principes relativement à 10 dans sa réédition.

- l'équité entre les clientèles;
- la stabilité et la prévisibilité des tarifs;
- l'efficacité économique;
- la simplicité et la transparence.

Les dix principes (Bonbright, Danielsen, & Kamerschen, 1988) aux pages 383 et 384 sont résumés et traduits librement comme suit :

1. Efficacité à générer un revenu requis selon un rendement raisonnable.
2. Stabilité et prévisibilité des revenus, avec un minimum de changements et sérieusement défavorables aux compagnies de services publics.
3. Stabilité et prévisibilité des taux tarifaires, avec un minimum de changements **imprévus et sérieusement défavorables aux clients**.
4. Décourager l'utilisation contraire à l'intérêt public des services tout en promouvant tous les types et quantités d'utilisation justifiées : a) en contrôlant la quantité de service offert par la compagnie; b) en contrôlant l'usage d'alternatives de services offerts par la compagnie (Ex : pointe et hors pointe)
5. Reflet de tous les coûts et bénéfices privés et sociaux présents et futurs dus à la prestation d'un service.
6. Équité de la répartition des coûts de service entre les classes tarifaires afin d'éviter **des situations arbitraires et capricieuses**.
7. Éviter de **discrimination indue dans les tarifs**.
8. Efficacité dynamique favorisant l'innovation et répondant économiquement aux évolutions de la demande et de l'offre.
9. Praticité (simplicité, certitude, commodité de paiement, économie de recouvrement, compréhension, acceptabilité publique, faisabilité).
10. Éviter les **controverse d'interprétation**.

Dans sa preuve, HQD met de l'avant certains de ces principes, pour justifier la nécessité de refléter les coûts marginaux et de favoriser une allocation efficace des ressources. Nous pouvons citer pour eux les principes 4, 5 et 8 qui vont dans le sens de la demande de créer un nouveau tarif CD ou ajuster le tarif existant CB. Cependant, respectueusement soumis, l'interprétation qui en est faite demeure partielle et très ciblée, un piège que les régulateurs du secteur doivent éviter, dans une recherche d'un équilibre sans favoriser quelques principes au détriment des autres.

En particulier, dans sa preuve, l'accent est mis sur :

- le signal de prix marginal;
- la protection des autres clientèles; et

- la prise en compte des coûts futurs.

L'accent sur les principes sélectionnés par HQD ici se fait au détriment d'autres principes tout aussi fondamentaux. Par exemple, les principes 3, 6, 7, et 10 sont aussi importants, il faut les considérer dans une recherche de solution adéquate pour les clients CB actuels et éventuellement ceux qui devraient opter pour le tarif CD dans le futur. Sans chercher un « vainqueur » parmi ces principes, je crois qu'il faille plutôt revoir l'application de ces principes de base dans le contexte québécois de la transition énergétique.

En ce sens, il existe un document fort pertinent au présent dossier pour guider nos réflexions, il a été préparé par Electricity Canada. Il s'intitule « Regulatory Constructs linked to Bonbright Principles – Back to Bonbright – Economic regulation fundamentals can enable net zero », (Electricity Canada, 2023).

Le document revisite huit principes de base, avec 24 sous principes de Bonbright, beaucoup plus complets, et surtout il analyse la nécessité de **maintenir (No change)**, **ajuster légèrement l'interprétation (Interpretation change)**, ou carrément **changer (Change)** l'usage de ces principes dans le contexte de la transition énergétique, beaucoup plus proche de la situation au Québec dans un contexte plus moderne, avec, notamment, des causes tarifaires aux trois ans, et une rareté anticipée.

Voici la liste originale (en anglais pour éviter des interprétations linguistiques de l'auteur) des huit principes et 24 sous-principes associés dans un contexte de transition énergétique :

1. Rates with effectiveness of yielding total revenue requirements without socially undesirable expansion of the rate base or socially undesirable level of product quality and safety

1.1- Just and Reasonable Rates: Utilities should expect approval of rates which are sufficient to fund their Cost to Serve (No change)

1.2- Used and Useful: For an asset to enter a utility's rate base and be eligible for a return, the asset must be used and useful (Interpretation change)

2. Revenue stability and predictability, minimizing expected changes seriously adverse to utility companies

2.2- Fair Return Standard: Utility shareholders are entitled to earn a fair return on their equity invested. (No change)

2.2- Cost-Based Pricing: The energy and energy delivery prices are established based on the Cost of Service for a given utility. (No change)

2.3- No Retroactive Rate-Making: The avoidance of setting future rates to allow a utility to recoup past losses or to refund ratepayers excess utility earnings. (Interpretation change)

3. Stability and predictability of the rates themselves, minimizing unexpected changes that are seriously adverse to existing customers

3.1 - PBR / Multi-Year Rate-Setting: Separating Cost of Service reviews by multiple years, with indexation of rates in intervening years. (Change)

3.2 - No Retroactive Rate-Making: The avoidance of setting future rates to allow a utility to recoup past losses or to refund ratepayers excess utility earnings. **(Interpretation change)**

4. Efficiency of the rate classes discouraging wasteful use of service while promoting all justified types and amounts of use

4.1 - Rate Design: The balance between fixed charges, demand charges (kW) and consumption charges (kWh). **(No change)**

4.1.1. Recovering the fixed costs in a fixed charge (most of distribution) Revenue for a class divided by the number of customers in the class

4.1.2. Recovering the variable costs in a variable charge (fuel costs for generation, losses, etc.) Based on variable cost

4.1.3. Capital attraction and certainty for investment.

4.2 - Postage Stamp Rates: Like customers should pay like rates, regardless of their location or the specific costs to serve them. **(Interpretation change)**

5. Reflection of all the present and future private and social costs and benefits created by a service's provision

5.1 - Benefit-Cost Assessments: The test(s) used to assess the viability of investments to connect customers, expand capacity, or otherwise modify the system, as applicable. **(Change)**

5.2 - Capital Contributions: Where a specific, identifiable customer need(s) drives system investments and costs, the customer should pay a capital contribution equal to the difference between the NPV of revenue and costs in rates. **(Interpretation change)**

5.2.1 – Metrics such as NPV, PI, B/C, IRR, MIRR, MBS or LCOE can be used

6. Fairness in apportioning cost of service among different consumers

6.1 - Cost Causation: Costs allocated among customers, or rate classes, should be allocated proportionately to the customer that caused such costs to be incurred. **(No change)**

6.2 - Functionalization, Classification & Allocation: The practice of appropriately categorizing utility assets and assigning their costs to customers. **(No change)**

6.3 - Rate Design: The balance between fixed charges, demand charges (kW) and consumption charges (kWh) **(No change)**

7. Avoidance of “undue discrimination” and minimization of cross-subsidy

7.1 - Intergenerational Equality: Ratepayers in each period should pay only the costs necessary to provide them with service in that period **(Interpretation change)**

7.2 - Cost Causation: Costs allocated among customers, or rate classes, should be allocated proportionately to the customer that caused such costs to be incurred. **(No change)**

7.3 - Functionalization, Classification & Allocation: The practice of appropriately categorizing utility assets and assigning their costs to customers. **(No change)**

7.4 - Rate Design: The balance between fixed charges, demand charges (kW) and consumption charges (kWh). **(No change)**

8. Efficiency in promoting innovation and responding economically to changing demand and supply patterns.

8.1 - PBR / Multi-Year Rate-Setting: Separating Cost of Service reviews by multiple years, with indexation of rates in intervening years. **(Change)**

8.2 - Exceptions to Cost-Based Pricing: The rates paid for a service or initiative should reasonably reflect the fully allocated cost to provide such service or initiative. **(Change)** »

À titre d'expert, je reconnais qu'il faille chercher un équilibre entre chacun de ces principes reconnus, et même que certains principes doivent être réinterprétés dans le contexte plus actuel de transition énergétique. Ainsi, dans la liste des huit grands principes et plusieurs sous-principes proposés par Electricity Canada, le rapport conclut ceci (Electricity Canada, 2023) :

- *Bien que certaines modifications des concepts réglementaires communément acceptés soient nécessaires pour mettre en œuvre les recommandations nécessaires à la réalisation de la neutralité carbone, une révision fondamentale des principes de Bonbright n'est pas nécessaire.*
- *Le travail de Bonbright a survécu à l'épreuve du temps non pas par créativité ou prescriptivité, mais parce que les principes énoncés sont universels.*
- *Les Principes de Bonbright vont aux priorités fondamentales concernant les tarifs des services publics et l'intérêt public. Ces principes continueront d'être pertinents à l'avenir, même si la neutralité carbone est atteinte. En fait, ce rapport conclut que faciliter la réalisation de la neutralité carbone nécessitera un retour aux principes fondamentaux défendus par Bonbright, en tenant compte du contexte actuel.*

Rappelons que ce rapport (Electricity Canada, 2023) est le fruit d'une large consultation à travers le Canada :

Pour compléter cette évaluation, les auteurs de ce rapport ont mené des entretiens confidentiels et approfondis avec un large éventail de leaders de l'énergie impliqués dans la réglementation des services publics, ayant des rôles et des représentations juridictionnelles variés à travers le Canada. Ces entretiens ont été menés afin de mieux comprendre les spécificités des défis réglementaires liés à la neutralité carbone. Pour compléter ces entretiens, les auteurs ont recherché et catalogué les concepts réglementaires sur lesquels s'appuyer pour ce rapport, et ont associé ces éléments aux législations provinciales. Les auteurs ont également testé chaque principe face aux pressions probables d'atteindre la neutralité carbone, tant de manière indépendante que lors d'entretiens; notamment l'évaluation des impacts de l'électrification des transports et du chauffage des bâtiments, ainsi que de la décarbonisation de la production.

Dans la liste des principes reconnus, ceux qui n'ont pas besoin d'ajustements sont :

1.1- Just and Reasonable Rates: Utilities should expect approval of rates which are sufficient to fund their Cost to Serve **(No change)**

2.2- Fair Return Standard: Utility shareholders are entitled to earn a fair return on their equity invested. (No change)

2.2- Cost-Based Pricing: The energy and energy delivery prices are established based on the Cost of Service for a given utility. (No change)

4.1, 7.4 et 5.3 - Rate Design: The balance between fixed charges, demand charges (kW) and consumption charges (kWh). (No change)

4.1.1. Recovering the fixed costs in a fixed charge (most of distribution) Revenue for a class divided by the number of customers in the class

4.1.2. Recovering the variable costs in a variable charge (fuel costs for generation, losses, etc.) Based on variable cost

4.1.3. Capital attraction and certainty for investment.

5.1 et 7.2 - Cost Causation: Costs allocated among customers, or rate classes, should be allocated proportionately to the customer that caused such costs to be incurred. (No change)

5.2 et 7.3 - Functionalization, Classification & Allocation: The practice of appropriately categorizing utility assets and assigning their costs to customers. (No change)

Dans la liste des principes reconnus, ceux qui ont besoin d'ajustements sont :

3.1 et 8.1 - PBR / Multi-Year Rate-Setting: Separating Cost of Service reviews by multiple years, with indexation of rates in intervening years. (Change)

5.1 - Benefit-Cost Assessments: The test(s) used to assess the viability of investments to connect customers, expand capacity, or otherwise modify the system, as applicable. (Change)

8.2 - Exceptions to Cost-Based Pricing: The rates paid for a service or initiative should reasonably reflect the fully allocated cost to provide such service or initiative. (Change) »

Dans la liste des principes reconnus, ceux qui ont besoin d'une interprétation ajustée sont :

1.2- Used and Useful: For an asset to enter a utility's rate base and be eligible for a return, the asset must be used and useful (Interpretation change)

2.3 et 3.2- No Retroactive Rate-Making: The avoidance of setting future rates to allow a utility to recoup past losses or to refund ratepayers excess utility earnings. (Interpretation change)

4.2 - Postage Stamp Rates: Like customers should pay like rates, regardless of their location or the specific costs to serve them. (Interpretation change)

5.2 - Capital Contributions: Where a specific, identifiable customer need(s) drives system investments and costs, the customer should pay a capital contribution equal to the difference between the NPV of revenue and costs in rates. (Interpretation change)

7.1 - Intergenerational Equality: Ratepayers in each period should pay only the costs necessary to provide them with service in that period (Interpretation change)

Même si certains constats sur la nécessité de conserver, ajuster ou modifier ces principes reconnus ne sont pas directement pertinents pour ce dossier, je crois sincèrement qu'ils pourraient adéquatement guider les réflexions et travaux de l'ensemble des pouvoirs législatifs ou exécutifs; et d'une manière plus directe, les demandeurs, intervenants et la Régie avec les défis qu'offre la transition énergétique.

Retenons, globalement, pour ce dossier, les principes clés qui devraient s'appliquer :

- La méthode du coût de service est encore la base pour établir des tarifs justes et raisonnables
- Chercher un juste l'équilibre entre les coûts fixes (kW) et la consommation (kWh)
- L'exercice de fonctionnarisation, classification et allocation doit être fait adéquatement avant de proposer des stratégies tarifaires
- Il y a lieu de demander des contributions si une pression forte sur les coûts moyens est démontrée
- L'utilisation d'une forme de coûts marginaux dans l'allocation est possible

Cette réflexion dans un contexte de transition énergétique des principes reconnus nous permet de nuancer les éléments qui seraient acceptables pour les clients CB et les futurs clients CD. Les prochaines sections vont chercher à analyser la proposition d'HQD en ce sens et éventuellement proposer des ajustements qui pourront mieux survivre à long terme.

1.3 L'adéquation de la proposition d'HQD avec ces principes de base

À la lumière de la section précédente, il est respectueusement soumis que la proposition actuelle ne démontre pas encore de façon suffisamment convaincante comment les principes réglementaires et tarifaires reconnus sont conciliés dans l'établissement du nouveau tarif CD proposé. Même si nous plaçons la proposition initiale dans le contexte de transition énergétique, elle ouvre la porte à des multiplications des enjeux au lieu de les régler pour le Québec.

La proposition actuelle est plutôt essentiellement basée sur un concept arbitraire de la « valeur de l'électricité », sans être ancrée dans un coût marginal reflétant les conditions du marché, surtout dans un contexte de l'absence d'alternatives au Québec pour les clients du service public, pour les options d'approvisionnement notamment. Pour justifier le nouveau tarif CD, HQD remplace essentiellement une logique de causalité des coûts par une logique de protection des autres clients, et même, dans le cas du tarif existant CB, d'une forme de redistribution sociale induite des bénéfices aux autres catégories de clients.

L'objectif d'éviter la socialisation des coûts marginaux, qu'ils soient liés aux infrastructures de distribution, de transport ou d'approvisionnement, est défendable, et elle peut servir de base à des solutions plus proches d'une considération de causalité des coûts et de stratégies tarifaires qui tiennent compte du marché. Nous y reviendrons dans les autres sections pour donner des exemples et solutions plus concrètes en ce sens.

La proposition d'appuyer la tarification des centres de données (CD) principalement sur les coûts évités à long terme marque une rupture avec le principe de causalité des coûts, historiquement au cœur de la méthode du coût de service et des risques d'une catégorie de clientèle. HQD précise que les coûts moyens de fourniture sont inférieurs aux coûts marginaux, mais considère néanmoins des coûts évités à long terme hautement spéculatifs comme référence appropriée pour la tarification.

À court et moyen terme, c'est-à-dire avant la prochaine cause tarifaire, cette approche introduit une logique où certains clients sont appelés à contribuer au revenu requis bien au-delà des coûts moyens du système, ce qui correspond à l'intention exprimée dans la proposition, créant des enjeux futurs de répartition des trop-perçus entre les catégories de clients. En fait, avec une logique l'utilisation d'hypothèses plus proches de coûts marginaux représentatifs, sur l'horizon de 3 ans d'ici la prochaine cause tarifaire, ou d'une mécanique d'ajustement plus adéquate, les principes reconnus pourraient être mieux interprétés et mieux guider la Régie.

Je réitère ici que l'idée d'utiliser une forme de coûts marginaux, autre que le coût évité à long terme, pour gérer le risque d'une catégorie de clients est défendable pour justifier une stratégie tarifaire selon l'usage au Québec et ailleurs. Cependant, la proposition actuelle ne distingue pas assez les risques de cette nouvelle catégorie de clients associés aux coûts réels des infrastructures relativement aux approvisionnements. Les tarifs, avec ses taux et ses conditions de service, qu'ils soient selon l'usage ou selon un profil et/ou une quantité consommée, doivent d'abord être ancrés dans une analyse des coûts, pour ensuite nuancer et faire accepter des niveaux d'interfinancement jugés raisonnables pour toutes les catégories de clients du monopole.

En conséquence, l'argument du signal de prix marginal comme outil d'efficience économique doit être relativisé en fonction des méthodes plus proches des bonnes pratiques reconnues. HQD prétend que la demande énergétique des centres de données (CD) devrait demeurer robuste malgré les hausses tarifaires, ce qui est possible seulement si les investissements en infrastructures des centres de données sont déjà effectués à court terme. Sur le moyen et long terme, un signal de prix déconnecté des avancées technologiques propres à l'usage, ou du prix réel du marché risque de ne pas produire les effets d'optimisation attendus.

La réalité du marché risque plutôt de servir à générer des revenus additionnels temporaires, des écarts de rendement sans réelle efficience, ou à limiter indirectement l'accès au service public en situation de monopole, voire accentuer le risque de voir ces usages quitter abruptement le Québec. Ces incertitudes peuvent même créer des écarts de rendement négatifs dans le revenu requis entre les causes tarifaires. Le plus important, c'est de gérer la probabilité de poursuites juridiques, en dehors du cadre spécifique du secteur de l'énergie, autant pour HQD que pour la Régie. Un meilleur respect des principes reconnus de Bonbright devient un rempart pour tous, dans l'intérêt public au Québec.

Bien que la proposition introduise des considérations qui dépassent le strict cadre tarifaire, notamment en associant les niveaux de tarifs aux retombées économiques ou au caractère stratégique des activités, cette approche s'écarte des principes traditionnels de tarification en intégrant des éléments de politique industrielle⁸, ce qui peut remettre en question la neutralité du cadre réglementaire. Sans passer par une méthodologie tarifaire acceptable et des principes ayant fait leurs preuves, la Régie et HQD risquent d'être devant des débats insolubles, contradictoires, pour d'autres catégories d'usages, notamment la demande

⁸ Notons que le nouveau cadre législatif applicable laisse plutôt ce rôle de « politique industrielle » aux pouvoirs exécutifs, avec un ministre qui doit approuver l'attribution des blocs disponibles selon une grille de critères en dehors des compétences de la Régie. Pour le tarif CB, le seuil acceptable de 300 MW est déjà atteint et pour le CD, il serait autour de 1100 MW d'ici 2035.

pour l'électrification du transport, ou le chauffage des entrepôts au Québec qui passeraient du gaz naturel à l'électricité pendant la transition énergétique, à titre d'exemple non exhaustif.

La tarification à l'usage doit être analysée d'abord sur une base des coûts, plus spécifiquement sur la réelle pression qui serait « induite » relatif à cet usage spécifique sur les coûts moyens des infrastructures lors du raccordement et ensuite trouver une référence aux marchés et options alternatives dans les conditions de service pour favoriser la rétention des clients. L'important est aussi la protection des revenus anticipés pour couvrir ces coûts, avec un point mort tarifaire sur une durée de vie adéquate, entre les causes tarifaires, pour ceux sélectionnés par l'attribution des blocs d'énergie aux tarifs CB et CD. Enfin, la complexification de la structure tarifaire et le rythme des ajustements proposés soulèvent des enjeux combinés de prévisibilité, de compréhension et d'acceptabilité.

Constat no 1 - Les principes réglementaires et tarifaires :

Si la création d'une nouvelle catégorie tarifaire pour les clients CD qui utiliseraient une forme de signal de coûts marginaux peut être acceptable dans le contexte actuel au Québec; la démonstration du respect des principes réglementaires et tarifaires reconnus pour établir des tarifs n'est pas adéquate; et, surtout, le caractère juste et raisonnable pour les clients CB et les futurs clients CD n'est pas assez démontré dans la preuve présentée sans une référence adéquate aux coûts et risques sous-jacents.

2. Les enjeux réels des clients actuels CB et des futurs CD

Un des éléments clés de ce dossier, à l'instar de celui qui avait abouti à limiter à 300 MW le bloc pour les clients CB dans les dossiers R-4045-2018 et R-4210-2022, dossiers conclus avec des décisions de la Régie pour la méthode d'établissement du tarif CB, est de savoir s'il y a urgence d'agir, dans le contexte québécois.

À ce sujet, à la première Demande de renseignements (« DDR »)⁹ de la part de la Régie de l'énergie, HQD répondait ceci textuellement à la question 1.1 :

*Malgré l'approbation ministérielle obligatoire, la croissance de la demande en énergie et en puissance associée aux centres de données au cours des années à venir est **très importante**. À l'instar de nombreux autres distributeurs en Amérique du Nord, le Distributeur souhaite **mitiger l'impact** de cette demande sur les tarifs du reste de sa clientèle, car le seul processus d'approbation ministérielle est insuffisant pour atteindre cet objectif. Cette volonté transparaît d'ailleurs en filigrane du décret 89-2026.*

*Depuis le dépôt de la demande du Distributeur, la législature provinciale du **Manitoba** a sanctionné le Projet de loi 39 (PL39)². Ce projet de loi vise plusieurs catégories de clients caractérisés par une forte consommation d'électricité : les centres de données, les opérations de cryptomonnaie **ainsi que tout autre projet « nécessitant une fourniture d'énergie en grande quantité »** (que le gouvernement manitobain définit par défaut comme un projet de 5 MW ou plus).*

*Le principal effet du PL39 est d'imposer un « impôt » de 100 % sur les prix de l'énergie et de la puissance pour les clients visés. **Seuls les projets de plus de 15 MW ayant déjà entamé le processus de raccordement et qui ne sont pas des centres de données ou opérations de cryptomonnaie** seront exclus de la clientèle visée. **Cette surcharge sera applicable dès la proclamation de la loi pour tous ces clients**, et ce, sans la mise en place d'un tarif de transition.*

*Le Distributeur constate que le contexte ayant motivé le dépôt de sa demande **continue de faire pression sur les distributeurs des juridictions voisines**, et que celles-ci agissent de manière comparable à la sienne afin de mitiger les impacts sur l'ensemble de leur clientèle.*

(les caractères en gras sont ajoutés par l'auteur)

Ensuite, pour la réponse à la question 1.2 de la même DDR de la Régie, HQD rajoute :

1.2 Veuillez confirmer que toute augmentation de la demande d'électricité, référence (iii), **quelle que soit la catégorie de consommateurs à laquelle appartient le client, peut entraîner des investissements additionnels** sur le réseau.

⁹ R-4333-2026, [B-0032](#), HQD-6, Document 1.1, Page 5 de 50

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Toutefois, comme l'illustre la figure 1 de la pièce HQD -5, Document 1 (B-0021), la croissance associée aux centres de données est **sans commune mesure** avec celle des autres clients de grande puissance ou même des autres clients 12 généraux ou domestiques.

(les caractères en gras sont ajoutés par l'auteur)

En fait, avec ces réponses fournies par HQD à la Régie, nous constatons, en filigrane, que les autres juridictions « réagissent », avec des projets de loi pour contenir les risques de croissance incontrôlée, en imposant des seuils, ici de 5 MW pour toutes ces catégories de consommateurs et désire créer une forme de catégorie tarifaire pour les usages CB et CD.

Cependant, soumis très respectueusement, le contexte « d'urgence » pour le Québec, et la position d'HQD me semblent exagérés. Le Québec a déjà entamé ce processus de contrôle des risques de hausses tarifaires avec le tarif CB en 2018, revisité en 2022, et a ensuite adopté un nouveau cadre réglementaire en juin 2025 avec sa *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*.

Le Québec est donc largement en avance sur plusieurs juridictions, et dans la réalité, les autres juridictions ont pu s'inspirer de ces débats et décisions pour « réagir », mais la problématique n'est plus aussi grave que dans les autres juridictions citées dans la preuve.

Plusieurs questions se posent, et cette section tentera de relativiser la problématique invoquée pour le Québec :

- Le risque des hausses tarifaires pour l'ensemble des clients est-il géré au Québec?
- Serait-il plus prudent d'inclure ce nouveau tarif CD dans la prochaine cause tarifaire au dépôt 2028?
- Pourrions-nous utiliser les travaux réglementaires dans ce dossier pour trouver tous ensemble des solutions plus adéquates qui résisteront au temps?
- La décision de la Régie pourrait-elle être un tremplin solide et durable?

2.1 La problématique est reconnue et maintenant sous contrôle au Québec

Nous le savons tous, avec le nouveau cadre législatif en vigueur au Québec, c'est le pouvoir exécutif, via le ministre responsable, qui doit maintenant encadrer l'obligation de desservir au-delà des seuils jugés problématiques¹⁰ pour la sécurité d'approvisionnement, de la croissance incontrôlée des coûts, ou tenir compte plus directement des préoccupations économiques, sociales ou environnementales dans l'octroi des blocs disponibles.

Les principes reconnus de base de la section précédente qui pourraient à la limite être invoqués pour justifier le présent dossier comme : « Décourager l'utilisation contraire à l'intérêt public des services tout en promouvant tous les types et quantités d'utilisation justifiées », ou « Reflet de tous les coûts et bénéfices

¹⁰ Ce seuil est de 5 MW au moment de rédiger ce rapport

privés et sociaux présents et futurs dus à la prestation d'un service » deviennent secondaires, avec une pertinence fortement réduite et sous contrôle au Québec.

Selon mon opinion, les principaux enjeux entourant le tarif CB semblent actuellement maîtrisés, du moins pour les clients existants, l'idée même de « coûts marginaux » pour la proposition des clients CB n'est pas à invoquer, le risque est géré pour les clients actuels CB. Il n'y a pas de risque, du moins jusqu'aux prochains dossiers tarifaires, ou plan d'approvisionnement, avec des hausses déjà décidées jusqu'en 2029 et un bloc total de 300 MW (incluant les réseaux municipaux tel que précisé par HQD dans une DDR).

Les ajustements proposés pour le tarif CB, malgré le décret 88-2026 du 28 janvier 2026, ne sont pas urgents. Le risque de hausse à court terme est largement contrôlé pour les autres clients. En fait, les revenus anticipés avec les tarifs d'avril 2026 à mars 2029 pour 3 ans sont connus. D'ailleurs, aucune date n'est précisée dans le décret par le ministre, ce qui laisse place à un débat d'interprétation et sagesse.

Pour le moment, les pénalités en vigueur, et invoquées dans ce même décret pour un non-respect des quantités octroyées aux clients CB, couvrent le risque de ce service, de surcroît « non ferme ». Tel que la Régie le justifiait dans sa décision, elle a même incorporé une valeur du risque, via l'absence de rémunération pour ce service d'interruption, sans créer ainsi de discrimination induite, et une raisonnable acceptabilité.

Le décret de préoccupation invoqué pour les clients CB, que je considère non conforme à la lumière des principes réglementaires et tarifaires reconnus, ne devrait pas être utilisé par la Régie aux fins de l'analyse qu'elle doit réaliser de la proposition formulée par HQD dans le présent dossier.

2.2 Des débats essentiels pour établir les coûts sont encore en suspens

Sans prétendre avoir pris connaissance de l'ensemble des débats dans le dossier récent R-4307-2025 autour des calculs des coûts réels et projetés des approvisionnements en électricité et puissance anticipée, les pages de la section 8 de la décision [D-2026-033](#) démontrent clairement qu'il y a eu place à débat.

Plusieurs intervenants proposant des alternatives aux calculs proposés par HQD dans ce dossier et la Régie n'a pas encore vraiment tranché la question. La Régie exprime son désaccord dans l'interprétation d'HQD et lui rappelle dans la décision son rôle en ce sens dans le nouveau contexte réglementaire aux paragraphes [429] à [431] de la décision :

[429] Par ailleurs, la Régie ne souscrit pas à l'idée défendue par le Distributeur voulant que la modification à l'article de la Loi met fin à la séparation fonctionnelle qui existait entre le Producteur et le Distributeur.

*[430] La Régie prend acte que, les approvisionnements fournis par Hydro-Québec ne font pas l'objet d'une autorisation de sa part. Toutefois, la Régie juge que les caractéristiques de tous les approvisionnements additionnels requis font toujours l'objet de son approbation dans le cadre des plans d'approvisionnements du Distributeur. À cet égard, **elle approuve les coûts de ces approvisionnements dans le cadre d'une demande tarifaire** du Distributeur.*

*[431] De plus, la Régie considère important de rappeler que le Distributeur doit faire la démonstration que ses **coûts d'approvisionnement sont optimisés en fonction de ses besoins et qu'ils contribuent ainsi à l'établissement de tarifs justes et raisonnables***

(les caractères en gras sont ajoutés par l'auteur)

Notons aussi que la Régie, à la section 8.4 de sa décision D-2026-033, aux paragraphes [494] et [495] a réduit de 12,6M\$ les coûts projetés de l'approvisionnement de base d'Hydro-Québec et de 149,5M\$ les coûts des achats de court terme en énergie.

Les éléments de preuve tendent à démontrer que les questions autour de coûts des approvisionnements à utiliser, qu'ils soient moyens ou marginaux, sont à établir dans les prochains dossiers, et que la Régie doit en tenir compte pour fixer tous les tarifs, incluant le tarif CB et l'éventuel nouveau tarif CD. Afin de mieux s'aligner sur des coûts représentatifs des conditions du marché, pouvoir mieux défendre l'idée même d'utiliser des coûts marginaux, ou en complément des coûts moyens, il faut d'abord avoir des coûts de marché, des méthodes qui feraient consensus, dans le cadre réglementaire actuel. Nous y reviendrons dans une autre section du rapport, pour des pistes en ce sens.

2.3 Le risque relatif de la croissance des clients CD est acceptable pour le moment

En ce qui concerne le risque pour les futurs clients du tarif CD, selon les termes utilisés par HQD, d'une éventuelle « arrivée massive » de centres de données, la situation est aussi sous contrôle. Ce risque d'augmentation des coûts marginaux est déjà intégré dans les coûts d'approvisionnement ayant servi à établir des tarifs pour trois ans. Le risque « d'arrivée massive » avec les récents ajustements au cadre législatif pour l'octroi des blocs restants, par les pouvoirs exécutifs, le ministre, est géré et intégré. La citation suivante d'HQD mérite d'être nuancée dans le contexte actuel, du moins en attendant de connaître les décisions du ministre qui serait en poste avant la prochaine cause tarifaire :

*Le Distributeur juge qu'un tarif reflétant les coûts marginaux d'approvisionnement permet de couvrir l'essentiel des coûts supplémentaires qu'engendre **l'arrivée massive de centres de données**.¹¹*

(les caractères en gras sont ajoutés par l'auteur)

Mes analyses et constats dans ce dossier tendent plutôt à être en accord avec l'affirmation implicite de la Régie dans sa DDR no 1, malgré le désaccord d'HQD en réponse à une demande de la Régie au dossier, HQD répondait à la question 15.1 comme suit:

*15.1. Veuillez confirmer **la compréhension de la Régie** selon laquelle l'arrivée massive des besoins des clientèles des centres de données et pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, selon les conditions actuelles, **a peu d'impact anticipé** sur les nouveaux MW, les coûts de ces nouveaux MW, les revenus anticipés de ces deux clientèles, en raison du processus d'allocation des blocs administrés par le gouvernement.*

¹¹ R-4333-2026, [B-0057](#), HQD-6, Document 2.1, Page 5 de 26 (réponse à la question 1.3.2)

Réponse : **Le Distributeur est en désaccord avec cette affirmation.**

Les besoins des centres de données ont un impact important sur les bilans d'énergie et de puissance du Distributeur. Une fois la montée en charge complétée, uniquement sur la base des blocs déjà alloués ou en examen, le volume annuel pourrait atteindre 700 à 1 000 MW et 6 à 9 TWh.¹²

(les caractères en gras sont ajoutés par l'auteur)

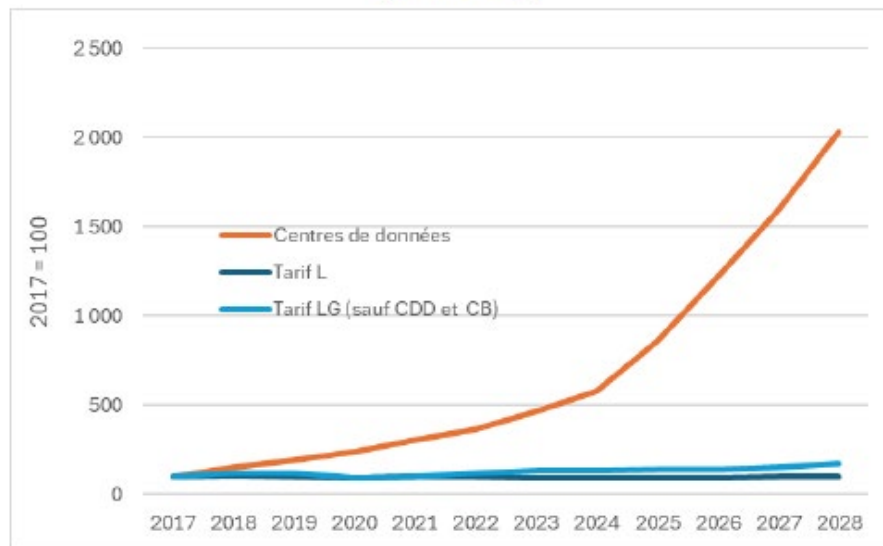
Dans les faits, nous parlons plutôt d'impacts relatifs l'ordre de 2 %, en pointe (MW), pour les futurs clients CD et de 0,6 % pour les blocs déjà octroyés pour les clients CB.

HQD mentionne dans sa preuve les arguments suivants :

- la croissance **rapide** des centres de données,
- **l'ampleur** de leur charge (centaines de MW),
- la pression sur les coûts et les **investissements réseau**,
- la **fin implicite de la logique d'abondance** énergétique au Québec.

HQD, dans un complément de preuve déposé dans ce dossier¹³ produit la figure 1, qui semble, visuellement, démontrer le caractère urgent de la problématique, pour tenter de justifier les arguments mentionnés ici pour les centres de données.

Figure 1
Hausse de la consommation des clients de grande puissance
(2017 = 100)



¹² Voir note de bas de page 9, Page 45 de 50

¹³ R-4333-2026, [B-0021](#), HQD-5, Document 1, Page 8 de 11

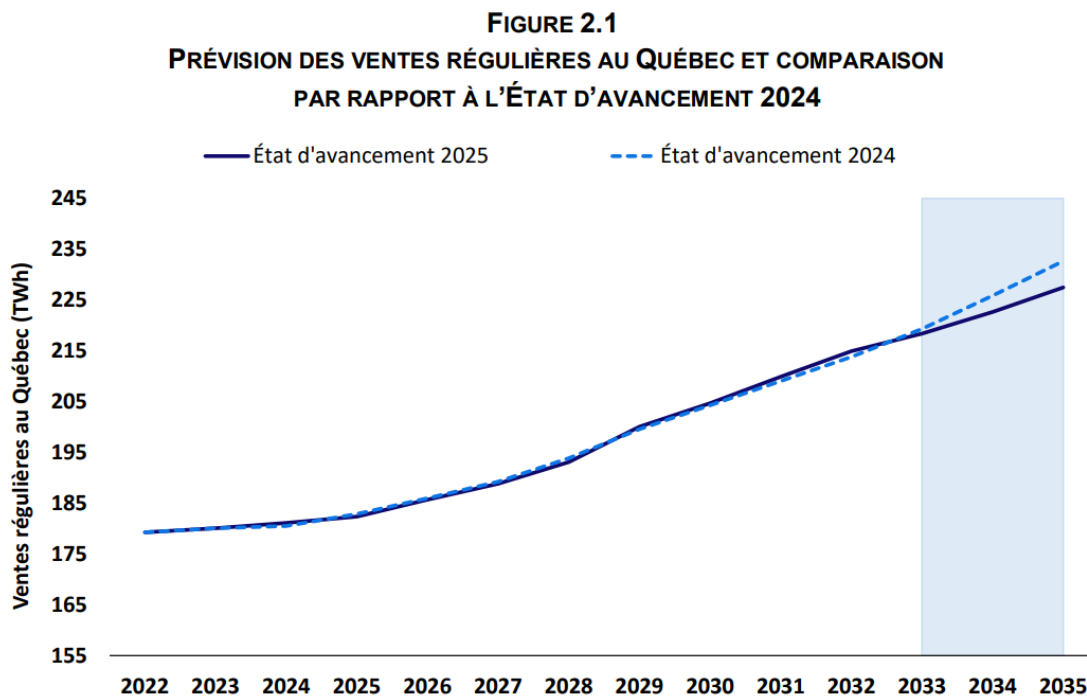
Notons que cette représentation graphique peut accentuer visuellement la perception de croissance en raison du faible chiffre de départ de la figure 1, déposée en preuve complémentaire ici, sur une base 100, car le chiffre de départ était proche de 0 en 2017, ce qui amplifie la problématique en %.

Il importe ici de mieux contextualiser l'urgence pour la Régie, et HQ, d'agir rapidement dans ce présent dossier, sans attendre une meilleure proposition pour la prochaine cause tarifaire¹⁴. La section 2.4 produit des analyses plus nuancées dans le contexte québécois.

2.4 La demande réelle des CD et CB est un intrant important aux débats sur les tarifs

En attendant les choix du ministre pour octroyer des blocs aux futurs clients CD, il faut se rabattre sur les prévisions disponibles. Avec les données dans la plus récente mise à jour du dernier Plan d'approvisionnement d'HQD, nous pouvons déjà présumer ici que la question des CB a été largement débattue dans R-4045-2018 et R-4210-2022, et restera marginale d'ici 2035 du moins, autour de 300 MW de puissance en service non ferme.

Pour l'ensemble de sa clientèle, toutefois, HQD prévoit même une réduction des ventes à l'horizon 2033-2035, lors de sa comparaison des états d'avancement 2025 relativement à 2024¹⁵.

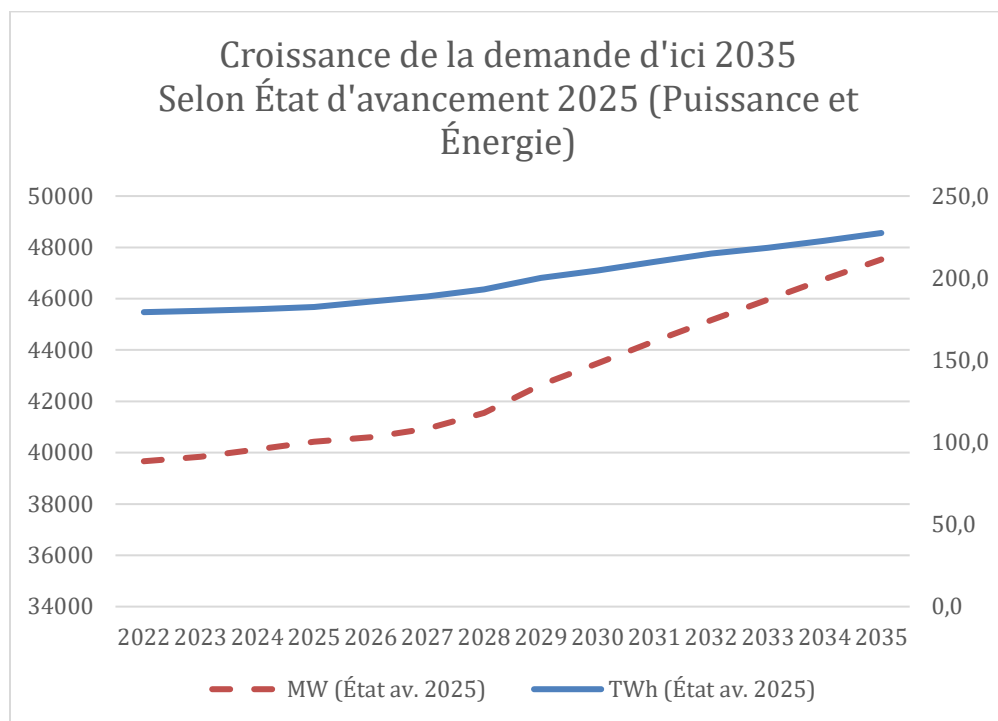


Au total, nous observons, en TWh, les ventes régulières d'énergie seraient autour de 185 TWh en 2026 vers 225 TWh en 2035 dans sa plus récente mise à jour et ainsi une augmentation anticipée de l'ordre de 40 TWh (+20 %) entre 2026 et 2036.

¹⁴ Si l'historique des dates de dépôts est maintenu, HQD devrait déposer une nouvelle demande en août 2028, ce qui laisse amplement de temps pour peaufiner une proposition plus juste et raisonnable pour les clients CD

¹⁵ [État d'avancement 2025 du plan d'approvisionnement 2023-2032](#), Hydro-Québec.

En fait, en reprenant les données du dernier état d'avancement 2025 de la demande en TWh et de la puissance en MW sur un même graphique ici, nous observons un point d'inflexion à partir de l'année 2029, il serait donc éventuellement souhaitable d'intégrer les coûts, les ventes et les réels besoins de puissance par catégorie de consommateurs, mais aussi par tarifs, peu importe s'ils sont sur une base de coûts moyens ou marginaux dans le futur, lors de la préparation de la prochaine cause tarifaire.



Afin de respecter le principe énoncé précédemment sur ce point précis, la preuve actuelle déposée ne permet pas d'avoir un véritable débat autour de l'important principe suivant :

“Functionalization, Classification & Allocation: The practice of appropriately categorizing utility assets and assigning their costs to customers.”

Oui, par souci d'efficacité, la Régie pourrait accepter de reconnaître une nouvelle catégorie de consommateur pour l'usage des centres de données CD dès ce dossier, mais les laisser soumis aux tarifs en vigueur applicables, qui utilisent les coûts moyens. Par la suite, le principe d'intégrer une forme de coûts marginaux dans les méthodes pour la fonctionnarisation, la classification et l'allocation des clients CD se ferait dans une cause tarifaire, avec des revenus requis associés, qui est beaucoup plus approprié afin de respecter les bonnes pratiques reconnues.

En attendant, à partir des données disponibles, même après 2029, qu'en est-il vraiment de l'impact relatif des CD et des CB pour la pression sur les coûts de la pointe d'ici 2035?

D'abord, le tableau 2.3 d'HQ, reproduit ici, permet d'anticiper les impacts relatifs de divers usages sur la pointe d'hiver. Plusieurs catégories d'usages vont contribuer au passage d'un besoin de 40 000 MW environ à 47 500 MW d'ici 2035. Les centres de données (CD) passeront de 300 MW environ à 600 MW en 2029 et ensuite à 1100 en 2035. Les besoins pour les clients CB, qui sont en fait des services « non fermes », sont

stables à 300 MW. Les incertitudes viendront des autres catégories d'usage, les ajustements à l'état d'avancement entre 2025 et 2024 démontrent clairement que ces prévisions ont bougé rapidement. En fait, entre les prévisions d'octobre 2024 et 2025, c'est la croissance des centres de données (CD) qui est venue compenser pour les baisses d'autres filières dites « stratégiques ».

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
Usages ¹⁶														
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	1 978
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

Dans sa demande de renseignement, Keel a cité la référence suivante relative au tableau 2.3, et des écarts entre les mises à jour 2024 et 2025 :

(vii) « Cette évolution résulte de plusieurs facteurs, notamment la diminution des ventes associées à la filière batterie (-314 MW) ainsi qu'une contribution accrue du déplacement de pointe dans le secteur des véhicules électriques (-88 MW). Ces tendances baissières sont toutefois partiellement compensées par une croissance soutenue dans le secteur des bâtiments résidentiels et commerciaux (+144 MW), une expansion du secteur des centres de données (+280 MW) à la suite de l'approbation de certains projets, ainsi qu'un report de la croissance liée à la décarbonation des procédés industriels, menant à un écart à la hausse de (+207 MW) en 2032. » État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, 2025-10-31, p. 12 de 46

En réponse à la question 1.1 de Keel, HQD répond¹⁶ :

Le Distributeur confirme également que la tendance globale observée est encore valide pour le présent dossier.

Aussi, en réponse à la question 1.2 de Keel, HQD répond :

Le Distributeur tient à préciser que la référence (vi) provenant de l'État d'avancement du plan d'approvisionnement n'est pas une prévision par tarif, mais représente plutôt le total des usages. Ainsi, la prévision de 296 MW représente la puissance estimée à la pointe des clients chaînes de bloc tout tarif confondu et inclut également les chaînes de bloc des réseaux de distribution municipaux.

Et en réponse à la question 1.2 de Keel, HQD confirme que :

En l'absence d'allocation de nouveaux blocs d'énergie, la prévision actuelle prévoit une stagnation de la demande associée aux chaînes de blocs sur l'horizon 2034-2035, comme indiqué au tableau 2.3 de la référence (vi)..

¹⁶ R-4333-2026, [B-0040](#), HQD-6, Document 8.1

Plus loin, à la question 1.4 de Keel, HQD souligne très justement que la décision D-2021-007 mentionnait :

Tel qu'établi dans la décision D-2019-052, la Régie considère toujours que l'obligation d'effacement non rémunéré d'un maximum de 300 heures constitue une juste compensation pour le risque inhérent plus grand de cette nouvelle catégorie de consommateurs.

Voici un petit sommaire de trois usages relatifs prévus à terme en 2035, la croissance la plus forte, et le risque d'usage associé est clairement celui des véhicules électriques :

- Puissance requise en hiver de 40 000 MW vers 47 500 MW en 2035
- **Centres de données (CD)** seraient alors de 1 102 / 47 528 = **2 %** de la pointe en 2035
- **Chaînes de blocs (CB)** seraient alors de 296 / 47 528 = **0,6 %** de la pointe en 2035
- **Véhicules électriques** seraient alors de 3287 / 47 528 = **7 %** de la pointe en 2035

Avec ces chiffres, les éléments de preuve actuellement disponibles ne semblent pas démontrer qu'il faille adopter en urgence un nouveau tarif CD. Avec environ 1 % de l'énergie (GWh) en 2026 et 4 %¹⁷ potentiellement octroyés par le ministre d'ici 2035. Pour la demande des centres de données (CD), si nous utilisons les données produites par HQD dans son tableau 1 de sa preuve déposée dans le présent dossier combinée aux prévisions et FU, nous obtenons sensiblement des ordres de grandeur acceptable pour le moment :

Tableau 1
Centres de données visés en 2025

	M	LG	TOTAL
Abonnements	8	12	20
GWh	129	1 141	1270
Pointe (MW)	24	162	187
Autorisée (MVA)	115	547	662

La demande de **kWh des CD** (nos calculs selon État d'avancement 2025 et données HQ)

- 2025 : Autour de 1 % (entre 90 et 95 % FU)
- **2035 : Autour de 4 % (entre 90 et 95 % FU)**

La demande en **MW des CD** (nos calculs selon État d'avancement 2025 et données HQ)

- 2025 : 180 MW / 40 422 MW = 0,4 %
- **2035 : 1 102 MW / 47 528 MW = 2,3 %**

Peu importe la méthode ou les chiffres utilisés, il est difficile de conclure que la situation des coûts et des approvisionnements nécessite d'établir un nouveau tarif CD sans attendre d'avoir une base plus solide de coûts afin de guider la stratégie tarifaire adéquate. Des questions importantes autour du niveau

¹⁷ Simple calcul avec 9TWh / 225 en 2035

d'interfinancement par rapport aux coûts moyens ou même en intégrant une forme de coûts marginaux demeurent impossibles à analyser adéquatement.

2.5 Attirer les « bons » clients et investissements des CD au Québec

Une question qui pourrait être soulevée, devant l'urgence pour les investisseurs potentiels de se positionner au Québec ou préférer aller ailleurs est justement le respect des pratiques réglementaires reconnues. À ce sujet, dans un rapport très récent, de l'International Energy Agency, publié en avril 2026, les marchés financiers n'anticipent pas un « blocage » de secteur en expansion pour des considérations réglementaires et tarifaires. Pour les « cluster » de centres de données aux États-Unis, notamment au Texas, les marchés ne paniquent pas sur les solutions réglementaires et tarifaires sur le long terme, les investisseurs s'attendent à ce que les problématiques associées à la croissance des centres de données soient adressées correctement, en misant sur la capacité des encadrements réglementaires et tarifaires adéquats :

*Plusieurs facteurs peuvent aider à expliquer cela (Le fait qu'ils ne paniquent pas!). Premièrement, les attentes de croissance de l'offre restent fortes, avec des acquisitions rapides de solaire, éolien et stockage par batteries qui continuent d'accroître leur capacité. Deuxièmement, une grande part de la demande annoncée de centres de données reste incertaine, car les files d'attente d'interconnexion pour de grandes charges surestiment souvent la quantité de demandes qui finit par se matérialiser. Troisièmement, les hypothèses sur les prix des ressources, en particulier pour **le gaz naturel, qui fixe fréquemment le prix marginal**, continuent de jouer un rôle dominant dans la définition des prix futurs de l'électricité. Enfin, **les évolutions réglementaires**, y compris les mesures proposées par l'État pour mieux gérer les connexions à forte charge, comme dans le projet de loi du Sénat, peuvent également influencer les attentes quant à la rapidité avec laquelle la demande des centres de données se traduira par une charge de pointe et d'énergie incontrôlable. (IEA, 2026)*

En gros, il faut convenir de laisser le processus réglementaire suivre son cours et rassurer les investisseurs qu'ils auront des tarifs justes et raisonnables.

À ce sujet, selon HQD, dans son complément de preuve¹⁸, aux pages 5 de 8, elle justifie l'importance de créer un nouveau tarif d'usage, en plus de celui existant pour les clients CB comme suit :

L'impact observé sur les prix de l'électricité à la suite de l'arrivée massive de centres de données dans plusieurs juridictions nord-américaines amène le Distributeur à vouloir contenir l'incidence qu'une telle vague pourrait avoir sur la facture des abonnements existants. Dans ce contexte, l'utilisation du coût marginal permet d'envoyer un signal de prix juste et raisonnable, permettant la récupération des coûts associés à une énergie verte et renouvelable et limiter ainsi la pression à la hausse sur les tarifs attribuable à la forte croissance de la consommation des centres de données.

La réalité en réglementation économique du secteur de l'électricité, tel que mentionné par le rapport de l'IEA (2026) est que :

¹⁸ Voir note de bas de page 13.

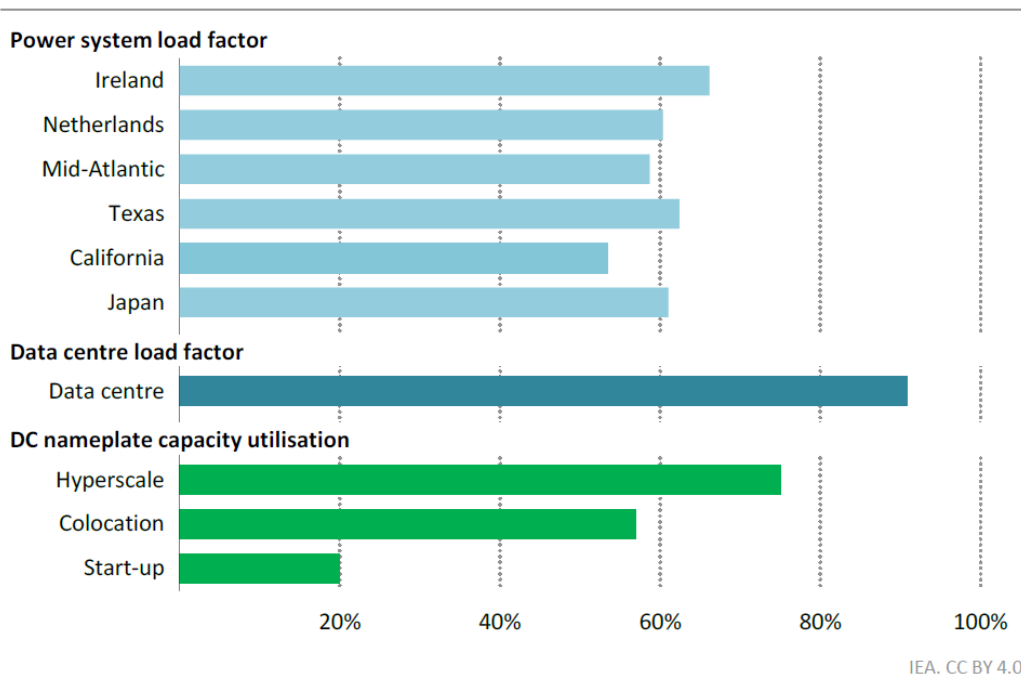
Les systèmes électriques sont également très intensifs en capital, les coûts de récupération des réseaux (T et D) représentant généralement environ 40 à 60 % des coûts totaux du système. Puisque ces coûts sont relativement peu sensibles aux variations à court terme de la production, la mesure dans laquelle les actifs sont utilisés au fil du temps est un facteur clé déterminant des coûts moyens de l'électricité.

*Le ratio entre la demande moyenne du système et la demande de pointe, également appelé facteur d'utilisation, est un indicateur clé de l'utilisation des actifs et de l'efficacité des coûts. Les systèmes à faible facteur de charge, caractérisés par une forte demande de pointe par rapport à la charge moyenne, doivent maintenir de grandes quantités de matériel de génération et de réseau coûteux, souvent inactif. Inversement, les systèmes à facteurs de charge plus élevés permettent de répartir les coûts fixes sur un volume plus important de consommation d'électricité, **améliorant ainsi l'utilisation des actifs et réduisant les coûts moyens par unité consommée.***

L'extrait du rapport de l'IEA relativise, selon moi, les propos d'HQD dans le cadre de ce dossier, les grands consommateurs, comme les centres de données, peuvent contribuer activement à réduire le fardeau sur les coûts fixes pour l'ensemble de la clientèle, si les conditions et les taux sont adaptés, en respect des pratiques reconnues sans la section 1 du rapport.

De plus, contrairement à des juridictions devant utiliser de coûteux systèmes de stockage pour gérer les coûts de la pointe, le Québec est grandement avantage par son stockage hydraulique, avec un facteur d'utilisation plus faible que la moyenne, autour de 50 % actuellement (180 TWh/350TWh avec une capacité de 40 000 MW pour 8760 heures).

Bien sûr, nous le voyons récemment, les capacités de stockage ne sont pas infinies, les variations de pluviométrie influencent la disponibilité pour les exportations au prix du marché. Les extraits suivants du rapport de l'IEA apportent des nuances intéressantes à l'urgence invoquée.



Notes : DC = Data centre. Load factor is defined as the ratio of average load to peak load. Nameplate capacity utilisation is defined as the ratio of average load to nameplate capacity. Start-up refers to the initial level at commissioning. Data centre load factors are based on a dataset covering large-scale data centres in the United Kingdom. Mid-Atlantic refers to the EIA MIDA electricity region (largely overlapping with PJM).

Sources: IEA analysis based on IEA (2025e), EPRI (2026), and UK Power Networks (2026).

*Overall, rising electricity demand from data centres poses a growing challenge for power systems and energy affordability, **but the scale of the impact depends on system conditions**, the **pace** and **location** of growth, **regulatory frameworks** and **market design**, leaving policy makers and data centre developers with **significant scope to shape outcomes**.*

*For example, improving visibility on the **location, scale and timing** of data centre developments can reduce system costs by avoiding premature or unnecessary investment for power loads that may not ultimately materialise. **Early co-ordination between developers, system operators and regulators** – combined with stronger **financial requirements for new large loads, “use it or lose it”** measures for reserved grid capacity and better data transparency around load ramps for data centres – could help align network and capacity planning with the actual outlook for grid demand from data centres.*

Si nous appliquons les conclusions de l'IEA au Québec, avec le nouveau cadre réglementaire, qui octroie des pouvoirs au ministre pour l'attribution des blocs, dans une forme de « politique industrielle » contrôlée selon des prévisions raisonnables, le Québec doit travailler avec l'industrie des centres de données pour s'assurer de profiter de la contribution aux revenus et au maintien des infrastructures existantes. De tout temps, avant même les centres de données, les services publics et ses institutions comme la Régie ont su trouver des solutions pour gérer la croissance de la demande et profiter d'occasion de répartir le fardeau des coûts selon une logique qui respecte l'intérêt public et les bonnes pratiques.

Ce qu'il faut éviter, ce sont des investissements qui risquent de devenir des coûts échoués, à être assumés par les clients captifs, lorsque les grands clients quittent subitement, sans avoir payé pour les infrastructures fixes¹⁹ (45 % des coûts totaux) et d'éventuel surplus de production sans client (55 % des coûts totaux). Il y a plusieurs approches plus adaptées que l'utilisation de coûts évités à long terme pour gérer ce qui « amène le Distributeur à vouloir contenir l'incidence qu'une telle vague », pour citer sa preuve.

2.6 La solution tarifaire adaptée au contexte d'un PGIRE québécois

Il est convenu qu'une certaine transition énergétique, avec ses impacts relatifs encore à confirmer dans le cadre d'un éventuel PGIRE²⁰ plus « avancé », pourrait mener à une rareté et au minimum à un effritement du bloc patrimonial, une partie intégrante du calcul des coûts moyens pour l'approvisionnement et la disponibilité et la résilience du réseau québécois. (Gouvernement du Québec, 2026)

Soulignons un passage dans le dossier R-4307-2025 par HQD à propos du PGIRE justement :

¹⁹ Ces infrastructures supplémentaires, en transport et distribution, sont à analyser avec des calculs et conditions qui permettent de calculer un point mort tarifaire, qui, par la suite, sont utilisables par d'autres clients.

²⁰ Plan de Gestion intégré des Ressources énergétiques

*La mission d'Hydro-Québec a d'ailleurs évolué en ce sens en prévoyant notamment qu'elle doit disposer des approvisionnements en électricité requis pour atteindre la cible des approvisionnements établie par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE). Le PGIRE présentera, entre autres, un état de la situation et des besoins énergétiques du Québec, toutes sources confondues, pour une période de 25 ans. Jusqu'à l'adoption du 1er PGIRE, la cible des approvisionnements en électricité est fixée à 255 TWh à l'horizon 2035.*²¹

Sans entrer dans les détails du PGIRE ici, la solution finale doit en tenir compte, la Régie devra s'y référer, au besoin, selon le nouveau cadre réglementaire, mais elle ne doit pas s'écarter de la recherche d'un juste équilibre des bonnes pratiques reconnues dans la section 1 pas seulement pour ce nouveau tarif CD.

Depuis le dépôt de la preuve dans le présent dossier, un premier PGIRE²² a été déposé le 30 juin dernier. Nous résumons les dix sous objectifs ici, **avec un regard plus précis sur le dernier, le 5.1**, qui concerne directement les débats que nous aurons sur le tarif CD.

Objectif 1.1. Mettre en place les conditions nécessaires pour valoriser l'efficacité énergétique comme une source d'approvisionnement à part entière.

Objectif 2.1. Maintenir et faire évoluer un système énergétique diversifié en misant sur les forces de chaque filière.

Objectif 2.2. Accroître la flexibilité et optimiser le fonctionnement du système énergétique.

Objectif 2.3. Anticiper et structurer les investissements pour soutenir les besoins énergétiques futurs, renforcer la résilience du système et assurer une fiabilité adéquate.

Objectif 3.1. Mettre en place les conditions favorables au développement des filières d'énergies renouvelables.

Objectif 3.2. Renforcer les chaînes d'approvisionnement et les capacités industrielles liées aux filières d'énergies renouvelables.

Objectif 3.3. Favoriser l'innovation, la démonstration et l'amélioration continue, et assurer la cohérence du développement et du déploiement des solutions technologiques permettant d'atteindre la trajectoire énergétique optimale.

Objectif 4.1. Assurer la disponibilité et la fiabilité des filières d'énergie sobres en carbone pour toutes les catégories de clientèles.

Objectif 4.2. Tirer profit des synergies avec les États et les provinces limitrophes en matière d'infrastructures et d'expertise.

Objectif 5.1. Faire évoluer les pratiques tarifaires afin qu'elles prennent en considération les retombées globales pour le Québec.

²¹ R-4307-2025, [B-0027](#), HQD-2, Document 1, Page 5 de 20)

²² [Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec 2026-2050](#), Gouvernement du Québec.

Et pour le dernier objectif 5.1, le document précise :

Évoluer afin de refléter la valeur stratégique de l'énergie et la variabilité des retombées économiques, environnementales et sociales des différentes filières industrielles :

*– il **pourrait s'agir de permettre des tarifs différenciés par usages**, par catégories de consommateurs ou par filières industrielles pour tenir compte des orientations gouvernementales ou des choix de société, en reflétant par exemple le coût marginal des approvisionnements (ex. : nouveaux tarifs pour les centres de données et pour l'usage cryptographique appliqués aux chaînes de blocs déjà déposés à la Régie; **possibilités à évaluer pour d'autres secteurs**).*

Évidemment, nous lisons tous que cet objectif d'évolution tarifaire « **pourrait s'agir de permettre des tarifs différenciés par usage** », ce qui en soit, n'est pas contraire aux bonnes pratiques reconnues dans ce rapport, en contexte de transition énergétique.

Aussi, il est indiqué que ces « nouveaux tarifs » pourraient être conçus « **en reflétant par exemple le coût marginal des approvisionnements** »

Je souligne à nouveau le passage en gras, « **possibilités à évaluer pour d'autres secteurs** ».

Selon moi, au contraire d'imposer à la Régie une décision finale rapide, ce passage aurait pu être rédigé pour laisser de l'espace aux discussions plus techniques ici, ce qui serait très « sage » par ailleurs.

Le processus réglementaire dans le cadre de ce dossier doit être rigoureux, respecter finalement au maximum les bonnes pratiques tarifaires, afin qu'il puisse traverser le passage du temps, sans compromettre les objectifs 2.1, 2.2, 2.3, 3.3, et 4.1 du PGIRE, qui seront aussi un équilibre à respecter pour guider les débats et décisions de la Régie à venir. Une base solide à partir des coûts avant de déterminer une stratégie tarifaire juste et raisonnable est la clé ici.

D'ailleurs le distributeur reconnaît, implicitement, que les impacts sont à considérer dans un prochain cycle tarifaire, ce qui permet de demander des ajustements, en fonction de la décision de la Régie, sans urgence pour déterminer les taux et conditions du tarif CD.

Le Distributeur précise enfin qu'à compter du prochain cycle tarifaire triennal, soit 2029-2031, ces nouveaux tarifs, s'ils sont autorisés, seraient intégrés à la grille tarifaire et considérés dans la détermination des revenus additionnels requis, servant à établir les hausses tarifaires applicables de l'ensemble des tarifs.

Étant donné le profil de consommation des centres de données, le retrait des abonnements CD de la catégorie de consommateurs du LG entraînera des répercussions, lors du prochain exercice tarifaire, sur le profil de cette catégorie et sur la répartition des coûts. En effet, une nouvelle catégorie tarifaire regroupant les abonnements centres de données de plus de 5 MW devra être créée et les caractéristiques associées au tarif LG seront quant à elles revues.

Néanmoins, dans un contexte de cycle tarifaire pluriannuel, cet ajustement dans la composition d'une catégorie de consommateurs n'aura aucun effet sur les prix des tarifs approuvés par la Régie pour

l'exercice 2026, 2027 et 2028. À plus long terme, une récupération des coûts à un niveau équivalent au coût marginal auprès des consommateurs CD permettrait de limiter les hausses tarifaires pour l'ensemble de la clientèle. ²³

Constat no 2 – Les enjeux réels des clients actuels CB et futurs CD : Les analyses du contexte québécois d'ici la prochaine cause tarifaire tendent à démontrer qu'il serait davantage prudent que la décision de la Régie dans le présent dossier n'approuve pas un nouveau tarif CD avant la prochaine cause tarifaire ou, subsidiairement, que les taux de ce nouveau tarif CD par usage soient identiques aux tarifs déjà en vigueur aux coûts moyens pendant la période transitoire.

²³ Voir note de bas de page 13, pages 10 et 11.

3. La méthode du coût de service pour guider la tarification

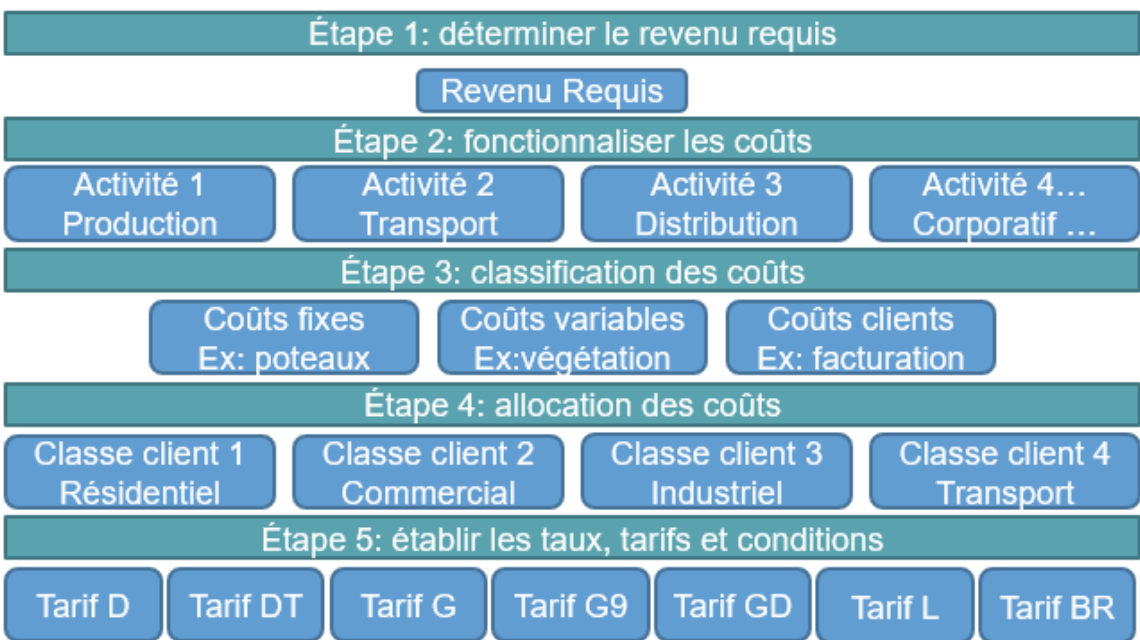
Au-delà des intentions du pouvoir exécutif, via le ministre, avec des décrets, ou un éventuel PGIRE, et des coûts marginaux encore incertains, il n'en demeure pas moins que les tarifs doivent être justes et raisonnables, et avoir un fondement de base permettant de les ajuster au fur et à mesure que le contexte québécois évoluera.

C'est le rôle de la Régie, envers HQ, les clients visés, mais aussi dans l'intérêt public, de s'appuyer sur une méthode juste et raisonnable, mais aussi évolutive selon la réelle problématique exprimée dans la section 2 et des méthodes et pratiques largement reconnues dans la section 1 du rapport.

3.1 Un processus reconnu et en accord avec les principes de la section 1

Les habitués aux travaux réglementaires ici savent déjà que la méthode de coûts de service est utilisée par la Régie, à la base, et cherche à établir des coûts projetés pour les années suivantes (T+1; T+2 et T+3 en fonction de la nouvelle Loi 24).

Un exemple de processus sommaire de la méthode du coût de service est schématisé ici, dans le cas de tarifs finaux, applicables aux consommateurs.



(Audette, 2025)

La figure ci-haut illustre, que pour déterminer des tarifs, des taux et des conditions, il faut d'abord séparer les coûts des **grandes fonctions**, telles que la production, le transport, la distribution pour ensuite les **classifier** en coûts fixes et coûts variables. Vient ensuite l'importante étape d'allocation des coûts par classes de clientèle où les coûts sont **alloués** aux différentes classes de clients (résidentielle, commerciale, industrielle, etc.) selon des facteurs d'allocation reconnus. Enfin, les coûts alloués à chaque classe sont

traduits en **tarifs concrets pour récupérer ces coûts**, avec des taux unitaires, les structures tarifaires et les conditions d'application, c'est l'étape de la stratégie tarifaire.

Pour nous mettre en contexte, à partir de la décision D-2026-036, dans le dossier récent R-4307-2025, il est possible de voir les résultats de cette étape 2 de la fonctionnarisation des coûts²⁴.

Revenus requis M\$	2026	2027	2028	%
Achats d'électricité	8793,5	9017,7	9532,0	55 %
Service de transport	3175,9	3258,4	3395,3	20 %
Distribution	3781,1	4109,5	4258,9	25 %
Revenu requis total	15750,5	16385,6	17186,2	100 %

Nous remarquons, au global, que 55 % des coûts du revenu requis du distributeur d'électricité québécois sont attribuables à l'achat d'électricité et 45 % aux coûts pour le transport et la distribution. Notons cependant que les coûts de distribution sont toujours plus élevés pour les petits clients que pour les grands clients. Après les étapes 3 et 4, nous obtenons des coûts par catégories de clients et ensuite, la stratégie tarifaire cherche à récupérer ces coûts avec différents tarifs, taux mensuels, journaliers, pour la puissance et pour la consommation, avec des conditions associées.

Nous l'avons déjà souligné, les bonnes pratiques mentionnées dans la section 1 sont claires sur l'importance, même en situation de transition énergétique et de rareté, de toujours faire l'exercice des coûts avant d'établir des tarifs.

5.2 et 7.3 - Functionalization, Classification & Allocation: The practice of appropriately categorizing utility assets and assigning their costs to customers. (No change)

Le distributeur effectue cet exercice dans le cadre des causes tarifaires comme nous le voyons ici, dans le dossier R-4307-2025 déposé au tableau 1 de la pièce HQD -5²⁵ pour l'année 2026, mais aussi pour les années 2027 et 2028 dans sa preuve.

²⁴ Les chiffres présentés ici sont ceux de la colonne « autorisé » dans la décision, la Régie avait noté de légers écarts, de l'ordre de 50M\$.

²⁵ Voir note de bas de page 13.

Tableau 1
Sommaire du coût de service du Distributeur par catégories de consommateurs (M\$)
Année témoin 2026

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Catégorie de consommateurs	Base de tarification	Coût du capital	Coût de prestation incluant Autres revenus	Revenus requis	Dont Autres revenus
1 Domestiques						
2 Tarifs D et DM		10 916,0	653,2	7 228,4	7 881,7	(84,6)
3 Tarif DP		135,4	8,1	136,5	144,6	0,1
4 Tarif DT		194,2	11,6	166,2	177,8	(1,0)
5 Tarif Flex D		336,8	20,2	213,1	233,3	(0,8)
6 Total		11 583	693,1	7 744,2	8 437,3	(86,3)
7 Généraux						
8 Tarifs G et à forfait		1 390,7	83,2	837,0	920,2	(30,7)
9 Flex G		12,4	0,7	6,8	7,6	(0,1)
10 Tarif Biénégie - petite puissance		23,0	1,4	0,3	1,6	(0,0)
11 Tarifs d'éclairage public et sent.		33,1	2,0	27,0	28,9	(0,2)
12 Tarif M		2 573,9	154,0	2 318,3	2 472,3	(39,0)
13 Tarif CB moyenne puissance		6,1	0,4	7,9	8,3	0,2
14 Tarif Biénégie - moyenne puissance		0,6	0,0	0,4	0,4	0,0
15 Tarif G9		159,1	9,5	89,2	98,7	(2,9)
16 Tarif Biénégie - moyenne puissance faible FU		0,1	0,0	0,1	0,1	(0,0)
17 Tarif BR		97,3	5,8	56,6	62,4	(0,1)
18 Tarif LG		366,8	21,9	804,4	826,3	(5,0)
19 Tarif CB grande puissance		16,2	1,0	44,1	45,1	0,1
20 Tarif H		1,3	0,1	0,8	0,9	(0,0)
21 Total		4 680,5	280,1	4 192,7	4 472,8	(77,6)
22 Grands clients industriels						
23 Tarif L		490,8	29,4	1 331,2	1 360,5	0,9
24 Contrats spéciaux		183,7	11,0	1 482,8	1 493,8	3,3
25 Total		674,5	40,4	2 814,0	2 854,3	4,2
26 Revenus requis :		16 937,5	1 013,6	14 750,9	15 764,5	(159,7)

Notons, aux lignes 13 et 19, pour le tarif existant CB, le $8,3 + 45,1 = 53,4$ M\$ correspondrait, pour l'année témoins 2026, à 0,33 % du revenu requis total de 15 764,5 M\$. Dans la colonne 2, cette catégorie de clientèle CB se voit attribuer un total de $6,1 + 16,2 = 22,3$ M\$ de la base de tarification du distributeur, soit 0.13 % de cette base totale d'actifs.

Plus loin dans cette même preuve, sans avoir senti le besoin de les produire ici pour l'argument, les tableaux 6, 7, 9.1, 9.2, 9.3 nous permettraient de voir les coûts plus détaillés en prestation, transport, et achats d'électricité pour ce tarif CB.

Le tableau A-1 du même document, produit plus bas ici, donne les projections de demande d'énergie, par tarif, ici $153 + 793 = 946$ GWh pour 0,5 % de la consommation au tarif CB existant.

Tableau A-1
Énergie par catégories de consommateurs
Année témoin 2026

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
Catégorie de consommateurs	Énergie (GWh)												Total annuel (GWh)
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	
1 Domestique													
2 Tarifs D et DM	9 581	8 114	7 335	5 174	3 831	3 531	3 776	3 667	3 275	4 195	6 025	8 382	66 883
3 Tarif D Flex	259	219	198	140	103	95	101	98	88	112	162	524	2 098
4 Tarif DP	199	175	172	137	115	116	128	127	114	130	152	185	1 749
5 Tarif DT	228	208	204	147	105	101	109	105	92	119	171	222	1 811
6 Total	10 267	8 716	7 910	5 597	4 154	3 842	4 114	3 997	3 568	4 557	6 508	9 312	72 542
7 Généraux													
8 Tarifs G et à forfait	1 131	973	930	713	622	593	623	618	570	642	787	1 007	9 210
9 Tarifs G Flex	7,6	6,6	6,2	4,7	4,1	3,9	4,1	4,1	3,7	4,2	5,2	15,4	70
10 Tarif biénergie de petite puissance	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	-	-	-	0,0	0,2	0,5	0,6	2
11 Tarifs d'éclairage public et Sent.	30	26	29	27	27	26	27	28	27	29	28	29	332
12 Tarif M	3 278	2 939	2 970	2 542	2 464	2 407	2 500	2 539	2 421	2 566	2 787	3 068	32 481
13 Tarif biénergie de moyenne puissance	0,4	0,5	0,6	0,4	0,1	-	-	-	0,1	0,4	1,0	1,3	5
14 Tarif BR	43	42	39	33	33	31	25	28	33	39	44	52	442
15 Tarif G9	98,0	80,7	79,8	65,3	57,8	56,4	55,7	60,2	54,4	59,4	76,1	79,6	824
16 Tarif Biénergie - moyenne puissance faible FU	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	-	-	-	0,0	0,1	0,2	0,2	1
17 Tarif Chaînes de blocs M	13	12	12	12	13	13	13	13	13	13	12	14	153
18 Tarif Chaînes de blocs LG	63	60	68	67	68	66	67	66	65	68	67	68	793
19 Tarif LG	1 256	1 123	1 142	985	931	899	947	956	921	997	1 098	1 289	12 543
20 Tarif H	0,7	0,5	0,5	0,7	0,5	0,4	0,4	0,6	0,5	0,9	1,1	1,0	8
21 Total	5 922	5 263	5 277	4 450	4 221	4 094	4 262	4 313	4 109	4 419	4 908	5 624	56 863
22 Grands clients industriels													
23 Tarif L	2 318	2 089	2 285	2 220	2 253	2 159	2 245	2 240	2 185	2 289	2 268	2 360	26 911
24 Contrats spéciaux	2 507	2 234	2 541	2 439	2 506	2 298	2 390	2 406	2 337	2 428	2 364	2 446	28 896
25 Total	4 825	4 324	4 826	4 659	4 758	4 457	4 635	4 646	4 522	4 717	4 633	4 807	55 807
26 Réseaux autonomes													
27 Tarifs D, DM et DN	33	29	28	23	18	16	15	15	14	18	23	30	261
28 Tarif G	10	9	9	8	7	7	7	7	7	7	8	10	96
29 Tarif G9	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2
30 Tarif M	9	8	8	8	8	8	8	7	7	8	8	9	97
31 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1
32 Total	53	47	46	39	34	31	30	30	28	34	40	49	459
33 Total sans Réseaux autonomes	21 014	18 303	18 013	14 706	13 133	12 393	13 011	12 956	12 198	13 694	16 049	19 743	185 213
34 Total avec Réseaux autonomes	21 066	18 350	18 059	14 745	13 167	12 424	13 041	12 986	12 227	13 727	16 089	19 792	185 671

Les données de tableaux A-3 et A4, non reproduit ici également, communiquent aussi des informations importantes sur les puissances coïncidentes et non coïncidentes. Ce genre d'information est très utile pour évaluer les coûts et les revenus projetés, mais aussi pour tenir compte de la bonne pratique déjà énoncée suivante :

4.1, 7.4 et 5.3 - Rate Design : The balance between fixed charges, demand charges (kW) and consumption charges (kWh). (No change)

4.1.1. Recovering the fixed costs in a fixed charge (most of distribution) Revenue for a class divided by the number of customers in the class

4.1.2. Recovering the variable costs in a variable charge (fuel costs for generation, losses, etc.) Based on variable cost

4.1.3. Capital attraction and certainty for investment.

Dans une prochaine cause tarifaire, dans une proposition plus détaillée, améliorée avec les travaux actuels, le nouveau tarif CD bénéficierait de la même base d'information que les autres tarifs. À titre illustratif, HQD pourrait débiter une prochaine cause tarifaire avec l'information de cette nouvelle catégorie CD, avec les coûts moyens et méthodes des tarifs déjà en vigueur pour eux, et ensuite comparer avec une nouvelle méthode qui inclurait des coûts marginaux, en puissance et en énergie, selon les modalités tarifaires proposées.

Notamment, l'utilisation de méthodes d'allocations permettant d'insérer des coûts marginaux spécifiques aux clients CD permettrait de calculer des indices d'interfinancement plus avancés et « spéciaux » pour cette

nouvelle catégorie CD, et HQD pourrait demander l'approbation d'indices, pour être jugée juste et raisonnable pour tenir compte du risque de cette catégorie, même avec l'inclusion d'une forme de coûts marginaux dits raisonnables et mieux adaptés au marché.

C'est par ce type d'ajustements méthodologiques que les principes reconnus peuvent être adaptés à un contexte de transition énergétique, de rareté ou de risque accru. Une telle approche contribuerait à préserver l'équilibre recherché entre innovation tarifaire, protection des consommateurs et respect du cadre réglementaire applicable, ou même que la Régie soit systématiquement attaquée dans ses décisions.

3.2 La question de l'évolution de l'interfinancement

Il est certain, dans un monde idéal, pour assurer un certain respect des principes tarifaires reconnus, que la question de l'interfinancement est importante à considérer. Pour ne pas tomber dans une tarification « injuste » et surtout « déraisonnable », la proposition d'HQD devrait au minimum établir des taux d'interfinancement jugés raisonnables par la Régie, et HQD précise, d'une manière très à propos, ceci dans sa preuve :

*L'exercice d'allocation des coûts en est un de répartition des coûts moyens, y compris d'approvisionnement, entre les catégories tarifaires. **La stratégie tarifaire, y compris la conception de nouveaux tarifs, est un exercice distinct.** D'ailleurs, la grande disparité des indices d'interfinancement entre les différentes catégories tarifaires illustre clairement que les tarifs ne sont pas un exact reflet de leurs coûts moyens spécifiques, pour diverses raisons.* ²⁶

À titre d'expert dans ce dossier, je suis d'accord avec l'affirmation qu'une stratégie tarifaire ne doit pas nécessairement récupérer exactement les coûts qui seront alloués, d'autres considérations sont à tenir en compte. Cependant, ce taux d'interfinancement ne doit pas dépasser une limite dite « raisonnable », et « acceptable par la Régie », et en tenir compte pour les ajustements tarifaires subséquents, tout en tenant compte du risque de la catégorie ou de l'usage, comme elle l'avait fait avec le tarif CB.

À ce sujet, justement, plusieurs débats ont eu lieu devant la Régie pour justifier des taux autour de 130 % pour les clients commerciaux et 80 % pour les résidentiels²⁷. Le risque associé, d'une catégorie de clientèle, notamment, ou des considérations sociales sont des arguments acceptables, mais, je suis d'avis que la proposition d'utiliser les coûts évités à long terme pourrait conduire à des niveaux d'interfinancement qui apparaîtraient difficilement conciliables avec les pratiques reconnues.

À ce sujet, avec sa réponse à la question 1.3 de la part de la Régie²⁸, HQD répondait ceci en juin à propos de l'allocation et de l'interfinancement :

*La nouvelle catégorie de consommateurs visant les abonnements « centres de données » aura le **même traitement que les catégories de consommateurs existantes.** Le Distributeur leur **allouera**, comme*

²⁶ Voir note de bas de page 9, Page 9 de 50.

²⁷ L'auteur assume que ces enjeux sont connus et ne voyait pas la nécessité de trouver les références précises à ce stade du dossier.

²⁸ Voir note de bas de page 9.

pour toutes les autres catégories de consommateurs, un coût de service basé sur leurs caractéristiques de consommation.

*L'introduction de cette catégorie de consommateurs **n'aura aucun impact sur le coût moyen de fourniture et le revenu requis du Distributeur**, les besoins de ces clients étant déjà inclus dans la demande associée aux tarifs M et LG. En revanche, les revenus supplémentaires dont bénéficierait le Distributeur auraient comme conséquences de **limiter les hausses tarifaires des autres catégories de consommateurs** et donc de réduire la pression notamment sur les autres tarifs généraux, autrement dit, **réduire leur niveau d'interfinancement**.*

Cette réponse générale en 1.3, et aux questions subséquentes plus précises, mais fort pertinentes de la Régie en 1.3.1 à 1.6.1 illustre à elle seule qu'il est trop tôt, et qu'il manque d'information sur les coûts, mais aussi sur les questions de l'interfinancement dans le présent dossier pour fixer des taux, qui serviraient à récupérer un revenu requis adéquat.

Il m'est impossible, ni pour la Régie, d'apprécier le respect de bonnes pratiques exprimées à la section 1 sans l'information par tarifs, qui devra inclure le tarif actuel CB, et le nouveau CD éventuel. Cette information sera requise pour tous les tarifs dans l'éventualité de la nécessité de créer un nouveau tarif par usage, comme il est invoqué dans l'objectif 5.1 du premier PGIRE, déjà discuté dans ce rapport à la section précédente. Si un « usage » est un « tarif », c'est donc une nouvelle « catégorie » indépendante du profil de consommation comme les pratiques usuelles sans référence aux usages, ça devient essentiel, et les dossiers tarifaires doivent évoluer aussi.

Dans les faits, selon moi, la Régie devrait fixer un taux cible, une fourchette, à respecter dans le futur, qui pourrait dépasser le 130 % du commercial actuel, mais certainement pas atteindre des chiffres de l'ordre de plus de 150 %, ce genre de débat doit avoir lieu avant de fixer le tarif, surtout dans le contexte québécois, qui n'est plus « hors de contrôle ».

Encore ici, sans avoir été appelé à participer activement aux débats à ce sujet, j'ai pu noter que la Régie va dans le même sens que mon constat ici. Dans sa récente décision D-2026-033, aux paragraphes [606] et [607], la Régie précise l'importance de faire cet exercice pour mieux évaluer la justesse et le caractère raisonnable des tarifs :

[606] La Régie tient à rappeler que les indices d'interfinancement expriment l'évolution du ratio entre les revenus récupérés et les coûts engendrés par une clientèle spécifique. D'ailleurs, l'évolution des indices d'interfinancement dépend d'un grand nombre de facteurs. Certains de ces facteurs ne sont pas du ressort de la Régie, tels que le plafond imposé à la hausse des tarifs domestiques, la fin de la non-indexation de l'électricité patrimoniale pour le tarif L ainsi que les effets des années d'indexation de la grille tarifaire sans égard au coût de service.

[607] La Régie juge qu'un suivi des indices d'interfinancement par tarif est important dans le cadre d'un dossier tarifaire. Or, présentement, les indices ne sont présentés que pour les grandes catégories de clients. La Régie demande au Distributeur d'ajouter dans le tableau 1 de la répartition du coût de service une colonne donnant les revenus après la hausse tarifaire par tarifs ainsi qu'une colonne donnant les indices d'interfinancement par tarifs.

Bien que ce passage dans la décision ne vise pas précisément la création du nouveau tarif CD, il exprime clairement que l'information est essentielle pour apprécier des propositions de stratégie tarifaire du demandeur. L'indice d'interfinancement, avec ou sans coûts marginaux, lorsque comparé aux revenus qui seront générés par ce même tarif m'apparaît essentiel pour en créer un nouveau et établir la stratégie tarifaire.

3.3 La question de l'utilisation du coût moyen relativement au coût marginal dans l'allocation

Pour terminer cette section 3, un petit mot sur la problématique d'utiliser le coût marginal long terme pour fixer un tarif qui doit évoluer au fil des causes tarifaires, dans les méthodes d'allocation éventuellement. Le rapport y reviendra aussi à la section 5, afin de justifier des idées de recommandation en ce sens.

Sur ce sujet, reproduisons la question 2.4 de la DDR de Keel²⁹ et la réponse de HQD ici :

2.4 - À la référence (iv), selon HQD , relativement au respect du principe 8, est-ce que la récupération de revenus requis qui seraient supérieurs aux coûts réels permettrait de respecter l'énoncé du construit 8.2 des exceptions aux tarifs basés sur les coûts du service : « *Exceptions to Cost-Based Pricing: The rates paid for a service or initiative should reasonably reflect the fully allocated cost to provide such service or initiative* ».? Est-ce que la proposition d'HQD , malgré une éventuelle reconnaissance de certains coûts marginaux à allouer à certains clients CD, dans sa forme actuelle, reflèterait raisonnablement les coûts à associer aux clients CD? Si oui, de quelle manière l'utilisation des coûts évités à long terme respecte ce principe selon HQD ?

Réponse : Le Distributeur renvoie l'intervenante à la page 48 de sa référence (iii) et souligne l'affirmation suivante : « *Use of marginal cost pricing or competition-proxy pricing may be warranted to allow a critical mass of service or asset use to materialize* ». La logique employée ici justifie l'emploi de la tarification à la marge afin de stimuler la demande, mais peut être généralisée et sous-tendre la conception de ce type de tarification comme réponse à un contexte de marché particulier.

Tel qu'il est mentionné dans ce document, je suis d'accord avec HQD sur le principe de l'utilisation du coût marginal, spécialement dans le contexte québécois de la transition énergétique. La question n'est toutefois que partiellement répondue, compte tenu que l'utilisation des coûts évités ne respecte pas les principes réglementaires reconnus.

La citation additionnelle fournie par HQD dans sa réponse est aussi utile pour soutenir la problématique avec la proposition actuelle, « *Use of marginal cost pricing or competition-proxy pricing may be warranted to allow a critical mass of service or asset use to materialize* », est dans les faits un rappel que le « proxy » doit refléter le marché compétitif.

À cet égard, il est également pertinent de noter que l'utilisation des coûts évités de long terme repose sur une approximation des coûts marginaux, et non sur des coûts observables. Selon moi, les réponses d'HQD confirment que ces coûts sont issus de méthodologies approuvées par la Régie, mais ne démontrent pas qu'ils correspondent aux coûts effectivement « causés » par l'ajout des centres de données.

²⁹ Voir note de bas de page 16.

Oui, les coûts marginaux, par définition, sont des coûts incrémentaux découlant directement d'une variation de la demande et ils doivent refléter les ressources effectivement mobilisées à la marge, mais à un moment précis dans le temps. Dans un marché qui serait concurrentiel, ces coûts sont constamment en évolution, incluant pour les coûts d'approvisionnement en électricité (énergie kWh), qui sont beaucoup plus volatiles et imprévisibles que les coûts fixes en infrastructure de distribution. Mais, lorsqu'un "coût évité" est construit à partir d'un « dernier appel d'offres » puis indexé selon un facteur arbitraire, il devient essentiellement une valeur prospective plutôt qu'une mesure économique du véritable coût marginal.

Il ne représente plus le coût additionnel réel de fournir un kWh ou un MW supplémentaire, mais plutôt une estimation du coût qu'un plan suppose éviter dans un scénario futur. Oui, ce genre de coûts évités à long terme peut servir dans le cas de l'élaboration de mesures en efficacité énergétique, par exemple, comme c'est la pratique courante, mais pas pour établir des coûts et des tarifs dans le respect des bonnes pratiques reconnues. Sur ce dernier point, pendant les périodes de surplus énergétiques par HQD dans les années 2000 et suivantes, il y avait tout de même un calcul de coûts évités à long terme, pour paramétrer les programmes en efficacité énergétique, mais le coût marginal réel était plus proche de 0 dans les faits, et même négatif dans certains cas, mais il ne servait pas à établir des taux aux tarifs.

De plus, aucune analyse économique n'est fournie pour valider que le tarif proposé est cohérent avec ces coûts sur l'horizon temporel pertinent (Horaire, saisonnier, derniers trois ans?). Cette absence de lien démontré entre coûts et tarification constitue une faiblesse importante de la preuve qu'il faudra corriger avant l'approbation des taux effectifs, des KW ou des kWh, au tarif CD.

Constat no 3 - La méthode du coût de service pour guider la stratégie : Afin de chercher un meilleur équilibre des principes et des pratiques reconnus en réglementation et tarification, voire protéger le distributeur et la Régie contre des accusations de traitement inéquitable, la stratégie tarifaire d'un éventuel nouveau tarif CD doit trouver une fondation avec des coûts et des revenus plus justes et raisonnables afin de justifier des interfinancements acceptables pour les clients touchés, il manque encore trop d'informations avant la prochaine cause tarifaire pour établir ces taux.

4. Balisage

Cette section fait un sommaire rapide du balisage déposé par HQD dans sa preuve. Dans le balisage présenté en preuve par HQD ³⁰, la firme Dunsky évoque 46 nouveaux tarifs en 2025 par rapport à 2024 concernant les CD.

D'abord, si les motivations pour adresser la problématique des clients CD sont semblables à la source, ma lecture du document ne me permet pas de conclure que les juridictions américaines ont effectivement opté majoritairement pour une tarification à l'usage (le terme « activité » exercé par les centres de données est utilisé par les auteurs). Les clients équivalents du futur tarif CD sont plutôt encadrés indirectement à travers le volume et les risques qu'ils peuvent occasionner, des mesures plus proches des bonnes pratiques reconnues.

4.1. La tarification à l'usage des CD n'est pas généralisée

Rappelons d'entrée de jeu des conclusions de ce balisage à propos de la tarification à l'usage :

Critères d'application : en pratique, **ces tarifs ne sont jamais définis en fonction de l'activité exercée par les centres de données (avec l'exception de la cryptomonnaie), mais la majorité repose sur des critères d'assujettissement liés à la puissance installée (seuil minimal ou maximal).**

(...)

Les tarifs ne différencient pas selon l'activité des centres de données, seulement selon le niveau de consommation

Parmi les tarifs étudiés, nous n'avons pas constaté de différenciation ou ségrégation associées à la nature du centre de données (p. ex., hyperscaler vs colocation) ni à ses activités. Seule la puissance représente un critère d'assujettissement, avec des seuils généralement minimaux, parfois maximaux, variant entre 0.3 et 100 MW pour l'application du tarif.

Pour rappel, nous excluons le segment des cryptomonnaies, qui fait bien souvent face à un traitement et à des tarifs distincts.³¹

Malgré quelques exceptions, cette conclusion dans le sommaire exécutif et à la page 15, elle vient des auteurs du rapport déposé, il n'est pas nécessaire d'élaborer davantage ici, car je reconnais que le contexte québécois, notamment avec le récent PGIRE, pourrait explorer une solution pour les CD, en plus de celle déjà en place du tarif CB.

4.2. Les encadrements réglementaires gèrent le risque des clients visés

La question du seuil de puissance, fixé à 5 MW ici au Québec, est une mesure valable pour gérer les risques associés à cette catégorie de clientèle. Aux États-Unis, certaines limites sont plus élevées que le Québec : la

³⁰ R-4333-2026, [B-0004](#), HQD-1, Document 1.1

³¹ R-4333-2026, [B-0005](#), HQD-1, Document 1.2

Virginie (25 MW), l'Arizona (5 MW), Oregon (20 MW), New York, Nevada (5 MW), Texas-El Paso (50 MW), Utah (100 MW); Minnesota (100 MW) :

Trois tendances s'intensifient en matière de conditions contractuelles afin de réduire les risques pour les fournisseurs d'énergie et la base de clientèle : garanties financières, contrats long terme avec conditions de sorties strictes, et approche « take-or-pay » (obligation de prise ou de paiement). Aucune obligation active d'effacement à la pointe n'a été recensée à ce jour... mais ce sujet fait l'objet de discussions actives en particulier dans les juridictions aux réseaux les plus contraints, comme le Texas.³²

En fait, le balisage souligne le respect du principe déjà énoncé et cité à nouveau ici sur l'importance de calculer des points morts tarifaires, autant pour les raccordements que pour des garanties de revenu, pratiques largement répandues, même ici au Québec.

5.2 - Capital Contributions: Where a specific, identifiable customer need(s) drives system investments and costs, the customer should pay a capital contribution equal to the difference between the NPV of revenue and costs in rates.

Si un client induit des coûts marginaux importants sur les infrastructures de distribution, ou de transport, il doit les payer, avec un simple calcul de point mort tarifaire et des garanties. Il peut les payer à l'avance au besoin. Ce constat pourrait remettre en question la pertinence de majorer le tarif de puissance, alors qu'il pourrait demeurer au tarif moyen pour la puissance et être affecté seulement par le coût marginal associé au proxy de l'énergie. Un « take or pay », pour une période déterminée, 10 ou 15 ans par exemple, combiné à une contribution initiale, est une solution alternative intéressante.

4.3 Les juridictions proposent des tarifs selon de coûts marginaux représentatifs

Rappelons que les tarifs sont ajustés, lors des causes tarifaires, ou selon une méthode basée sur les coûts qui respectent les principes énoncés précédemment. HQD dans une réponse à une demande de renseignement de l'AHQ-ARQ cherche à associer le concept de coûts marginaux à celui des coûts évités à long terme, voici l'extrait qui exprime la position d'HQD à ce sujet :

*Le coût marginal d'approvisionnement (**ou le coût évité**), par définition, est le coût additionnel **induit par une hausse à la marge de la demande**, compte tenu du portefeuille d'approvisionnement disponible. Autrement dit, il correspond au coût de la dernière unité d'énergie ou de puissance mobilisée pour répondre à la croissance de la demande. De fait, il constitue le meilleur reflet du coût d'alimenter une charge additionnelle.³³*

Les exemples recensés dans le balisage ne semblent généralement pas reposer sur une approche fondée sur les coûts évités à long terme pour établir des tarifs et des ajustements associés, lors des causes tarifaires. Nous soumettons respectueusement que si HQD souhaite utiliser une vraie tarification ajustée au « coût marginal », il doit être associé à l'horizon temporel des ajustements tarifaires et refléter les coûts observés

³² Voir note de bas de page 31, pages 15-16.

³³ Voir note de bas de page 11, page 4 de 26.

et non pas aux coûts « estimés ». Toujours avec l'objectif d'illustrer la perspective d'HQD dans le dossier, voici un extrait d'une autre réponse, à la demande de renseignement no 1 de la Régie :

Ainsi, le Distributeur est d'avis qu'afin de mitiger les impacts sur le reste de la clientèle de la croissance soutenue du secteur d'activité visé et compenser les coûts d'approvisionnements associés, un signal de prix basé sur les **coûts d'approvisionnements à la marge est l'avenue appropriée.**

Afin de mitiger l'impact pour les autres clients du Distributeur, et en accord avec le décret 89-2026, le Distributeur vise à ce que le tarif CD reflète le coût marginal d'approvisionnement, qui est, par définition, uniquement un reflet du **coût estimé** des approvisionnements postpatrimoniaux à venir. Le Distributeur rappelle qu'on doit distinguer, d'une part, la calibration des tarifs et, d'autre part, le processus d'allocation des coûts, à partir de laquelle la nouvelle catégorie « centres de données » se verra allouer une part du patrimonial.³⁴

Les éléments de la preuve confirment d'ailleurs que, dans les juridictions étudiées, les tarifs applicables aux centres de données ne sont généralement pas définis strictement en fonction de l'activité, mais reposent plutôt sur des critères de puissance ou de consommation.

4.4 La majorité des juridictions protègent les clients existants

À la date du rapport, les états et la province étudiés de la Virginie, l'Arizona, l'Oregon, le Nevada, Texas et la Colombie-Britannique appliquent ces nouvelles mesures seulement aux nouveaux clients. Toujours selon le tableau de la section 3, New York serait le seul état actuel à l'appliquer aux clients existants. Éventuellement, si l'Oregon le décide, dans un prochain dossier.

Cette façon de faire, c'est-à-dire une application uniquement pour les nouveaux clients, apparaît davantage compatible avec les principes réglementaires et tarifaires reconnus, notamment afin d'éviter d'imposer des tarifs injustes et déraisonnables. Dans les faits, la justification de l'utilisation de coûts marginaux pour des clients déjà branchés est très incompatible avec l'approche proposée de coûts marginaux, étant donné qu'il n'y a aucun coût marginal pour ces clients existants, ne s'agissant pas d'une nouvelle charge devant être approvisionnée.

Constat no 4 – Balisage: Dans la grande majorité des cas étudiés, en ce qui concerne le respect des bonnes pratiques reconnues, le balisage déposé ne vient pas renforcer la proposition telle que présentée par HQD dans ce dossier. Les tarifs selon l'usage sont des exceptions pour le moment, les encadrements réglementaires sont déclenchés avec des seuils plus élevés que le 5 MW au Québec, les méthodes pour établir les coûts marginaux sont plus conformes aux bonnes pratiques pour la puissance et l'énergie et les clients existants sont majoritairement exclus.

³⁴ Voir note de bas de page 9, pages 8 et 9.

5. Vers une solution plus acceptable pour le Québec

Tel que mentionné dans la section 4, selon mes analyses du rapport de balisage déposé, la plupart des juridictions ont choisi de gérer le risque de pénurie et de pression sur les coûts sans nécessairement viser une clientèle spécifique, bien qu'indirectement elles cherchent à gérer toutes les formes de croissance incontrôlée, les clients CB et CD sont inclus.

Les réactions récentes en Amérique du Nord sont donc en accord avec un juste équilibre des principes réglementaires et tarifaires, et dans le contexte du Québec, je ne suis pas opposé à l'utilisation d'une forme de coûts marginaux, même selon l'usage, mais il faut une meilleure proposition qui respecte davantage les principes reconnus et aussi les clients existants.

Sans citer l'entièreté des questions précédentes, la réponse d'HQD à la question 3.2 de la DDR de la Régie³⁵ résume très bien la proposition actuelle pour les tarifs CD et CB, sa stratégie tarifaire :

3.2 Veuillez détailler les hypothèses appliquées aux modalités du tarif CB (référence (ii)) et le calcul menant à prix moyen de 19,5 ¢/kWh. Veuillez inclure les fichiers Excel avec les formules en complément de votre réponse.

Réponse :

Comme indiqué à la référence (ii), le prix unitaire découlant de la **nouvelle structure du tarif CB est établi à un niveau supérieur de 50 % à celui du tarif CD pour un client équivalent**. Ceci vise à refléter plus justement le caractère énergivore de cette activité et ses retombées économiques plus limitées pour le Québec.

La **nouvelle structure du tarif CB correspond simplement** à une majoration de celle applicable au tarif CD. Ainsi :

Énergie = 8,710 ¢/kWh × 150 % = 13,065 ¢/kWh

Puissance = 32,704 \$/kW × 150 % = 49,056 \$/kW

Comme demandé, les calculs sont déposés à la pièce HQD -6, Document 1.1.1.

(les caractères en gras sont soulignés par l'auteur)

Finalement, selon cette proposition, en plus des conditions proposées pour accéder au service, les clients CD au Québec devraient donc payer des taux de 8,71 cents/kWh et ceux CB paierait 13,065 cents/kWh pour l'énergie; s'ajoute un taux de puissance respectivement de 32,704 cents/KW et 49,056 cents/KW.

Soumis respectueusement, il m'apparaît prématuré que la Régie adopte cette proposition dans sa forme actuelle, autant pour le CD que pour le CB, pour les raisons détaillées amplement dans les 4 sections précédentes de ce rapport :

³⁵ Voir note de bas de page 9.

1- Il faut chercher à avoir un meilleur équilibre du respect des principes réglementaires et tarifaires reconnus;

2- La problématique avant une prochaine cause tarifaire est sous contrôle au Québec avec le nouveau cadre réglementaire et les intentions exprimées dans les deux décrets peuvent être atteintes avec des améliorations à la proposition;

3- Il manque beaucoup d'information pour établir des tarifs justes et raisonnables en fonction des coûts et des revenus qui seraient générés par ces clients CB et CD

4- Un balisage pourrait être mieux exploité pour l'établissement de coûts marginaux représentatifs dans les coûts qui reflètent un meilleur proxy du marché

Le plus important pour tous, c'est de reconnaître que la concurrence sera féroce pour les investissements d'infrastructures en centres de données, mais que ces centres de données vont aussi répartir ce risque réglementaire dans plusieurs juridictions. Nous comprenons aussi, contrairement aux activités des clients CB, que les intentions du gouvernement ne sont pas d'empêcher totalement le développement d'une filière de clients CD au Québec, mais bien de mieux « choisir » ceux qui se verront octroyer des blocs stratégiques.

En ce qui concerne les centres de données, ils présentent un caractère stratégique plus prononcé. Ils constituent en effet une composante de l'infrastructure numérique qui soutient le déploiement de technologies transversales, telles que l'infonuagique et l'intelligence artificielle. Selon leur nature et leur intégration dans l'économie locale, ils peuvent générer des effets d'entraînement sur l'innovation et la productivité dans un large éventail de secteurs.³⁶

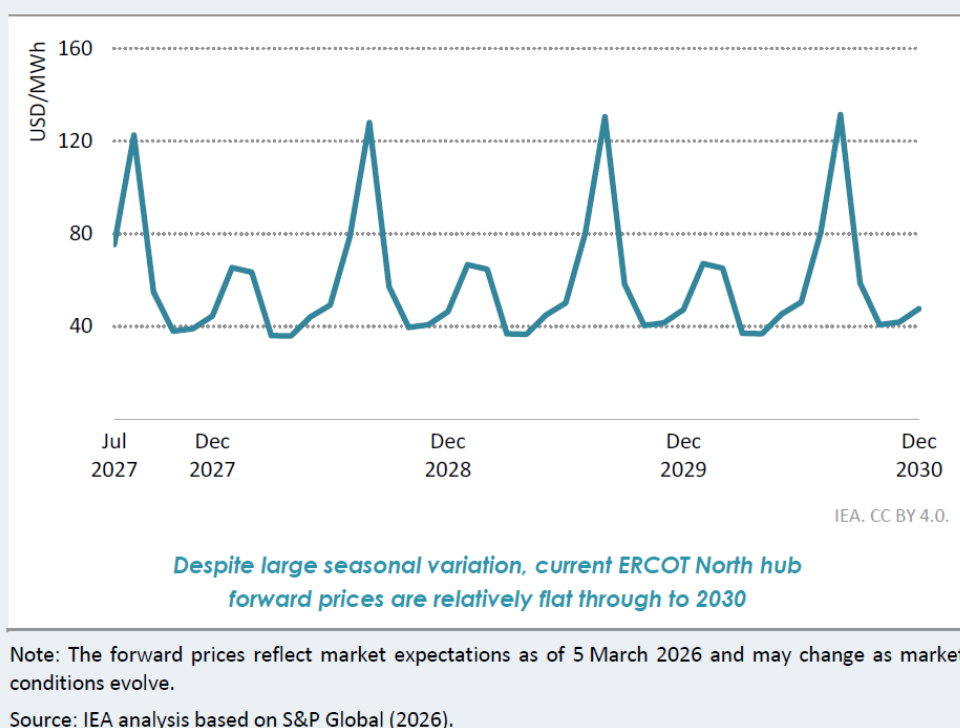
Ainsi, pour les clients CD, si les coûts d'approvisionnement deviennent non compétitifs, il existe un risque que certains investissements soient redirigés vers d'autres juridictions. Il m'apparaît prudent pour le Québec, en l'absence de possibilité légale de fournir son propre approvisionnement, de s'assurer que les variations de prix du marché, par exemple, ne vont pas affecter les décisions de cette filière.

Si les tarifs sont injustes, déraisonnables et déconnectés des vrais coûts du marché, l'attrait du Québec serait non seulement réduit à court terme, mais il y aurait un risque supplémentaire pour ces investissements au Québec, par rapport à certaines autres juridictions.

À titre illustratif, simplement pour susciter une réflexion en ce sens, la figure 8.4, issue du rapport de IEA sur la problématique de la croissance de l'IA et des centres de données associés, démontre très bien, qu'en hiver (ici dans le marché d'ERCOT au Texas), le centre de données dans le sud du continent bénéficie de coûts d'approvisionnement plus bas en hiver qu'en été, ce qui serait un fort incitatif pour optimiser les opérations avec plusieurs installations sur le continent américain. Mais je laisserai les intervenants touchés débattre de ce point en preuve ou en audience. Je souligne cependant que le rapport de balisage invoque aussi des discussions au Texas pour cesser d'offrir des capacités fermes à de nouveaux clients qui sont trop énergivores.

³⁶ Voir note de bas de page 13.

Figure 8.4 ▶ ERCOT North Hub on-peak power forward prices



Source : (IEA, 2026)

Dans cette section, il est donc proposé de s’inspirer des bonnes pratiques, en meilleur respect des principes largement reconnus en matière de tarification pour le cas du Québec.

Via la question 2.5 soumise par Keel dans sa DDR à HQD ³⁷, HQD reconnaissait implicitement qu’il était possible d’innover pour mieux gérer une éventuelle problématique pour un certain type de client, tout en respectant davantage les principes tarifaires reconnus. À titre d’expert indépendant, je fais donc suite à la réponse d’HQD sur le sujet ici.

2.5. Toujours dans une reconnaissance du besoin d’innover autour des principes de Bonbright, sans les écarter, avec des exceptions aux tarifs basés strictement sur les coûts du service, est-ce que HQD , dans l’éventualité d’une reconnaissance de certains coûts marginaux à allouer à certains clients CD, serait prêt à considérer des ajustements constructifs à sa proposition initiale pour le tarif CD et toujours viser les objectifs fondamentaux du décret 89-2026, du 28 janvier 2026, mais dans un meilleur respect des principes tarifaires reconnus?

Réponse :

Il est tout à fait loisible à l’intervenante de logger ses commentaires et propositions dans le cadre de son mémoire dans le présent dossier.

³⁷ Voir note de bas de page 16.

La question 2.6 de Keel visait à considérer des approches alternatives, mais HQD invitait aussi dans sa réponse l'intervenante à les soumettre en preuve, je vais donc les décrire sous forme de recommandations dans cette dernière section de mon rapport.

[...] il est utile de rappeler que les demandes de renseignements ne sont pas un moyen pour un intervenant de faire faire sa preuve par le Distributeur. Si une preuve additionnelle est requise, il incombe à la Régie d'en décider suivant l'article 19 du Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie.

En ce sens, je propose une liste de propositions afin d'alimenter la réflexion de tous vers une solution plus juste et raisonnable, sans nier les risques d'une éventuelle problématique dans le futur, et à la lumière de mes constats dans les sections précédentes de mon rapport.

Recommandation 5.1 – Reporter l'approbation des taux et conditions du tarif CD

Il m'est inutile ici de répéter l'ensemble des sections de ce rapport, qui militent toutes vers une décision de la Régie pour ce nouveau tarif CD dans le cadre d'une cause tarifaire. Le prochain dépôt d'une cause tarifaire serait probablement déposé en août 2028, pour l'établissement des tarifs pour les années témoin 2029-2031.

J'ajouterai toutefois, en consultant le PGIRE du 30 juin, à la page 55 que le Plan d'approvisionnement est prévu autour de novembre 2026 cette année par Hydro-Québec et que celui en transport est prévu approximativement en novembre 2027.



HQD serait alors en mesure de tenir compte d'une éventuelle décision dans ce présent dossier pour l'élaboration de ce nouveau tarif pour son dépôt en 2028. Je le répète ici, l'idée n'est pas d'empêcher la création d'un nouveau tarif, mais de le faire dans le respect d'un maximum d'équilibre entre les pratiques reconnues.

En ce sens, je réitère que la création d'une nouvelle catégorie tarifaire, même selon l'usage, pourrait être mise en œuvre dès la décision dans le présent dossier, mais que la période de transition continuerait à utiliser les taux et conditions des tarifs en vigueur, en attendant l'approbation de la stratégie tarifaire dans une prochaine cause tarifaire.

L'ensemble des autres recommandations pourraient attendre le développement des meilleures idées collectives d'ici un dépôt en 2028, pour le Québec. Pour donner le temps au temps, et respecter les bonnes pratiques, la date du 1^{er} avril 2029 est plus souhaitable pour respecter les bonnes pratiques, notamment pour

établir le revenu requis, les coûts de ces nouvelles catégories et le traitement d'un éventuel interfinancement indu.

Recommandation 5.2 - Protéger les clients existants

Ce tarif CB n'est plus une menace, avec un plafond de 300 MW, une décision a été rendue, les impacts sont anticipés autour de 0,6 % de la pointe et 1 % de la demande (2,5 TWh/225TWh=1,1%) prévue en 2026. Le concept de « coûts marginaux réels » est difficilement justifiable ici pour la pointe hivernale, ils sont en service « non ferme » de surcroît. Même le concept arbitraire de « valeur », invoqué par HQD dans sa preuve et dans les intentions du décret ne permettrait pas de justifier économiquement le fait que la Régie reconnaissant le caractère risqué de ces clients via la non-rémunération de son service interruptible.

Ma deuxième recommandation consiste donc à instaurer un régime explicite de protection pour les clients déjà raccordés au tarif CB, à l'instar de plusieurs juridictions, et surtout pour éviter des accusations de tarification injuste et déraisonnable, notamment comme fondement potentiel de contestations judiciaires. Selon moi, le jeu n'en vaut pas la chandelle pour le Québec!

Selon les tarifs prévus au 1er avril 2026, le coût moyen au tarif CB pour les clients actuels est estimé à 6,84 ¢/kWh. Ainsi, pour les clients actuellement au tarif CB, les modifications proposées engendrent en moyenne un impact sur la facture de l'ordre de 185 %.³⁸

Pour ces clients existants, par exemple, l'accès aux coûts moyens historiques pendant une période déterminée ou jusqu'à la fin de leurs engagements contractuels, la Régie réduirait significativement les risques liés à une tarification injuste et déraisonnable et renforcerait la prévisibilité du cadre réglementaire.

Dans l'éventualité de l'intention d'un client au tarif CB existant, qui désirerait changer de vocation, pour devenir un client CD, par exemple, il y aurait lieu de considérer l'objectif poursuivi par le gouvernement du Québec de mettre de l'avant le caractère stratégique de l'infrastructure numérique qui soutient le déploiement de technologies transversales, telles que l'infonuagique et l'intelligence artificielle. Personnellement, il serait juste et raisonnable de permettre à ce client de passer au tarif CD, sans autre formalité.

En ce qui concerne les clients actuels, aux tarifs M ou LG, avec des usages CD, ils devraient éventuellement se soumettre aux taux et conditions adoptés en avril 2029, mais l'obligation de s'interrompre proposée dans la recommandation suivante pourrait ne pas être exigée.

Recommandation 5.3 - Un service non ferme pour réduire certains coûts marginaux

La troisième recommandation vise l'introduction d'obligations de s'interrompre lors des pointes hivernales, à l'image du tarif existant CB. Cette recommandation pourrait ne pas plaire aux nouveaux clients CD, mais nous pourrions y réfléchir, dans une perspective de créer possiblement un incitatif plus fort pour que le marché trouve des solutions en ce sens.

³⁸ R 4333 2026 B 0004 – Demande / Pièce déposée le 19 février 2026

La Régie y fait référence dans sa question 5.2.1 de sa DDR³⁹ :

5.2.1 Considérant «le besoin d'optimiser l'utilisation de la puissance», identifié parmi les préoccupations du gouvernement référence (iv), veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé de recourir à une clause ou une modalité de service non ferme, similaire au tarif CB, référence (iii). Veuillez élaborer.

Réponse :

Un service non ferme serait incompatible avec les activités de l'industrie des centres de données. La continuité et la fiabilité de service font partie des caractéristiques essentielles recherchées par ce type de clients. Par ailleurs, il demeure loisible pour les centres de données de participer aux options de gestion de la demande de puissance (GDP) offertes par le Distributeur.

Contrairement à l'affirmation dans sa réponse à 5.2.1, des options avec services non fermes pourraient être offertes, ou de réduction de la demande de 50 % obligatoire par exemple. Certaines activités associées à l'exploitation des centres de données, avec un délai raisonnable, pourraient être déplacées pour des clients avant cette capacité en période de pointe. La citation suivante d'un blogue de Google présente bien cette évolution des pratiques du marché.

*Shifting compute tasks across location is a logical progression of our first step in carbon-aware computing, which was to shift compute across time. By enabling our data centers to shift flexible tasks to different times of the day, we were able to use more electricity when carbon-free energy sources like solar and wind are plentiful. Now, with our newest update, we're also able to shift more electricity use to where carbon-free energy is available.*⁴⁰

Même si je vais laisser ces arguments détaillés aux clients directement intervenants dans ce dossier, mes recherches tendent à démontrer que le marché s'adapte déjà. Certains traitements ne sont pas urgents, comme l'entraînement des IA et autres tâches.

En conditionnant ce tarif CD à la capacité des centres de données à réduire ou interrompre leur consommation durant ces périodes critiques, on se rapprocherait davantage du coût de service d'utilisation de la capacité du réseau de transport et distribution et des pratiques de gestion de la demande déjà répandues dans d'autres juridictions. Lorsque les capacités existantes sont suffisantes, ces clients peuvent contribuer à une meilleure utilisation des actifs du réseau et à une répartition plus large des coûts fixes du système.

Même si ce n'est pas l'objet de ce dossier, lors de l'octroi des blocs par le gouvernement, advenant une intention en ce sens à partir d'avril 2029, dans une éventuelle décision de la Régie, les investisseurs seront obligés d'en tenir compte dès maintenant.

³⁹ Voir note de bas de page 9.

⁴⁰ Google - [Using location to reduce our computing carbon footprint](#)

Subsidiairement, si un client refusait de s'interrompre aux périodes critiques, il devrait payer un surplus, peut-être sous forme d'un cavalier tarifaire pour ces clients. Une telle obligation tarifaire force les clients bénéficiaires d'un bloc à innover, pour continuer à profiter de tarifs compétitifs.

Recommandation 5.4 – Une méthode plus juste et raisonnable de coûts marginaux

Le présent rapport souligne l'importance dans le respect de pratiques reconnues ayant fait leurs preuves, dans l'intérêt public, et aussi pour la Régie, de s'appuyer sur des coûts pour une fixation de taux en fonction de conditions, mais aussi des coûts, moyens ou marginaux. Je crois avoir démontré dans les sections précédentes qu'il est possible de chercher un équilibre des principes reconnus, dans un contexte de transition énergétique, en utilisant des coûts marginaux comme base de référence.

Cependant, ces coûts marginaux, et éventuels taux associés dans une stratégie tarifaire ne doivent pas être arbitraires, ou déconnectés d'un vrai proxy des réalités du marché dans lequel les clients sont actifs.

Dans sa preuve, HQD utilise les coûts évités, sans reproduire ici les passages et l'ensemble des tableaux associés, soulignons qu'ils sont disponibles dans les documents suivants, dans le dossier actuel R-4333-2026 et ceux de la récente cause tarifaire R-4307-2025 :

- R-4333-2026, B-0025, HQD-5, Document 2, Page 5 de 8
- R-4333-2026, B-0004, HQD-1, Document 1.1, Page 9 de 13
- R-4307-2025, B-0012, HQD-3, Document 3, Pages 5 et 7 de 13

Cependant, nous l'avons déjà souligné, **ces calculs de coûts évités à long terme ne sont pas des signaux de coûts marginaux réels** selon nous, mais aussi selon des intervenants et même la Régie. Les moyens disponibles pour établir de coûts marginaux représentatifs existent, sur des bases de proxy de marché plus solide.

Les documents, encore ici sans les présenter en détail ici, qui devraient éventuellement servir de référence pour établir ces coûts marginaux, sont ceux déposés dans une cause tarifaire comme ceux que nous pouvons consulter dans le document R-4307-2025, [B-0027](#), HQD-2, Document 1 Révisé :

- Page 5 et 6 de 20
- Page 9 de 20
- Page 11 de 20
- Annexe A - Page 13 de 20
- Annexe D - Page 17 de 20

Il faudrait en tenir compte pour fixer les nouveaux tarifs, spécialement dans le contexte du nouveau cadre réglementaire. Un bref sommaire ici qui était produit dans les DDR de Keel présente plutôt des coûts marginaux représentatifs en approvisionnement qui sont beaucoup plus bas que la proposition actuelle.

(vi)

Sélection de données pertinentes à partir du Tableau A-1
Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, 2024-2028

	Prix marginaux énergie (MWh) prévus pour 2028 selon HQD		
Appel offre LT	Twh	M\$	\$/MWh
Éolien - AO 2021	3,7	258,3	70,6
Éolien - AO 2023	1,0	73,8	73,0
Court terme			
Marchés	2,4	220,4	90,2

Original : 2026-06-22

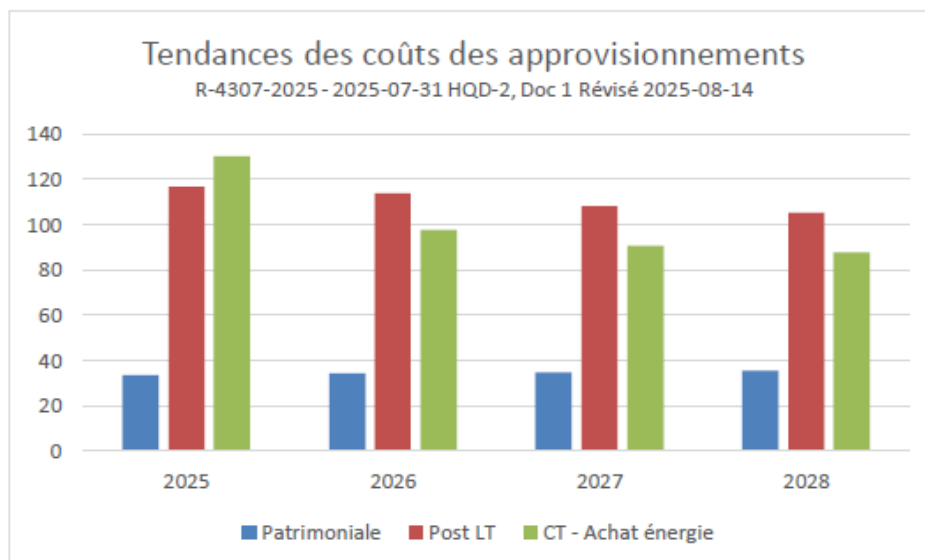
HQD-6, Document 8.1
Page 24 de 31

Nos analyses de tendance des coûts des approvisionnements avec données du tableau 3

Coûts \$/MWh	2025	2026	2027	2028	TCAM (28-25)	TCAM (28-26)
Patrimoniaire	33,6	34,1	34,8	35,5	1,85%	2,03%
Post LT	116,8	113,9	108,1	105,4	-3,37%	-3,80%
CT - Achat énergie	130,3	97,7	90,6	87,6	-12,40%	-5,31%

En fait, pendant que les coûts de l'électricité patrimoniale augmentent en raison des indexations prévues, ici fixées autour de 2 %, les coûts des approvisionnements « post » long terme et courts termes sont prévus diminuer selon les données d'HQ.

Le prochain graphique illustre visuellement cette tendance d'ici la prochaine cause tarifaire, en 2028-2029. Sans présumer que ces tendances vont se poursuivre après 2028, ils sont des proxys beaucoup plus proches des coûts marginaux réels d'ici le prochain revenu requis.



Nous l'avons mentionné à plusieurs reprises dans le rapport, l'utilisation des coûts évités à long terme n'est pas un proxy raisonnable pour tenir compte des coûts marginaux entre les différentes causes tarifaires aux trois ans pour établir et ajuster le tarif CD. Par exemple, l'utilisation des coûts évités en énergie avec moyenne mobile 3 ans, avec une prise en compte des coûts réels des marchés tout au long de l'année, pas seulement en période hivernale, surtout si le service est non ferme, permettrait davantage de se rapprocher de l'intégration d'un coût marginal dans un guide pour établir le nouveau tarif CD.

D'ailleurs, dans sa décision D-2026-033 récente, qui présentait ces mêmes données, la Régie précise plusieurs préoccupations à propos des coûts évités à long terme des approvisionnements :

[146] La Régie comprend que le coût évité en énergie de long terme est établi en fonction des coûts issus de l'appel d'offres A/O 2023-01. Plus précisément, le Distributeur mentionne en réponse à une DDR du RNCREQ : Les prix de départ des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2023-01 sont de 7,8 ¢/kWh pour la fourniture et 1,6 ¢/kWh pour le transport. Ces prix ont été majorés d'une indexation totale de 7 % pour obtenir les valeurs présentées dans le dossier actuel.

[147] Compte tenu que le dernier appel d'offres est récent **et de la nature transitoire du présent dossier** telle que mentionné par le Distributeur, la Régie approuve les coûts évités en énergie de long terme.

[148] À l'instar du RNCREQ, la Régie juge que la **méthode d'établissement des coûts évités de long terme basé sur les coûts issus du plus récent appel d'offres devrait être reconsidérée afin de prendre en compte des modifications apportées par la Loi 24**, à savoir que le Distributeur n'a plus l'obligation de procéder par appel d'offres pour acquérir des approvisionnements de long terme.

[149] La Régie estime que **le maintien de cette méthode pourrait mener à l'indexation sans fin du coûts évités à long terme actuel**, issu de l'appel d'offres A/O 2023-01, et ainsi créer un décalage entre le coûts évités à long terme et les **coûts réels d'approvisionnement de long terme**.

[150] Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de soumettre **dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement**, une preuve portant sur la méthode d'établissement du coût évité en énergie de long terme qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.

Même si je suis d'accord avec la préoccupation exprimée par la Régie au paragraphe 149, sur la méthode de calcul des coûts évités à long terme avec une indexation, je réitère ici qu'il faudra plutôt utiliser un vrai proxy des coûts dans une forme de simulation d'un marché libre, pour éviter que des clients CD puissent cesser leurs exploitations au Québec, et même quitter, si les marchés voient des coûts d'approvisionnement plus avantageux ailleurs.

Encore une fois, il est très hasardeux de baser un nouveau tarif sur des coûts évités à long terme sans avoir eu le débat dans une réelle cause tarifaire sur les coûts marginaux représentatifs à utiliser. Même le débat sur les coûts évités à long terme qui semble être en suspens.

Plus loin, aux paragraphes 156 de la même décision, la Régie souligne les mêmes préoccupations pour les coûts évités de puissance à court terme et à long terme :

[156] Cependant, pour les mêmes motifs que ceux évoqués précédemment, la Régie demande au Distributeur de soumettre **dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement**, une preuve portant sur la méthode d'établissement du coût évité en puissance de court terme qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.

[160] Pour les mêmes motifs que ceux évoqués pour les coûts évités de long terme en énergie, la Régie demande au Distributeur de soumettre, **dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement**, une preuve portant sur la méthode d'établissement des coûts évités à long terme en puissance qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.

La preuve est éloquent sur cette dernière recommandation, nous ne sommes pas prêts à établir des taux et des conditions pour les clients CD, avec ou sans coûts marginaux adéquats, et comme les tarifs pour les clients CB sont « simplement » majorés de 50 % à partir de ceux du nouveau tarif CD, il faut également attendre un dossier plus complet pour approuver une stratégie tarifaire complète.

Conclusion

Au terme de cette analyse, il m'importe de rappeler que la préoccupation soulevée par Hydro-Québec quant à la croissance des centres de données et à ses effets potentiels sur la sécurité énergétique, les coûts d'approvisionnement et l'évolution future des tarifs est non seulement légitime, mais également cohérente avec les grands défis que doit relever le Québec dans le cadre de sa transition énergétique.

Le présent rapport ne remet pas en question l'existence de cette préoccupation ni la pertinence d'explorer de nouvelles approches tarifaires adaptées à certains usages émergents. Il vise plutôt à contribuer aux travaux de la Régie en proposant une avenue qui permettrait d'atteindre ces objectifs tout en demeurant davantage conforme aux principes réglementaires et tarifaires qui ont guidé avec succès le secteur de l'électricité depuis plusieurs décennies.

Les analyses présentées démontrent qu'il existe une distinction importante entre la reconnaissance d'un enjeu et l'urgence d'adopter, dès maintenant, des taux et conditions tarifaires dont les fondements économiques et réglementaires demeurent incomplets.

Dans le contexte actuel, le Québec dispose déjà de mécanismes législatifs, réglementaires et administratifs qui permettent de contrôler l'attribution de nouveaux blocs d'énergie, de gérer les risques associés aux grandes charges et d'encadrer la croissance de la demande. Cette réalité crée l'espace nécessaire pour poursuivre les travaux de réflexion sans compromettre les objectifs gouvernementaux ni la protection des autres catégories de consommateurs d'ici la prochaine cause tarifaire, alimentée par un dossier à jour d'un plan d'approvisionnement et autres considérations.

Le rapport conclut qu'une utilisation prudente et rigoureuse des coûts marginaux peut avoir sa place dans l'établissement futur d'un tarif. Toutefois, ces coûts doivent reposer sur des références économiques et des méthodes suffisamment robustes pour assurer le caractère juste et raisonnable des tarifs, tant pour les clients visés que pour l'ensemble de la clientèle québécoise. La recherche d'un équilibre entre innovation tarifaire et respect des principes de causalité des coûts, d'équité, de stabilité et de prévisibilité demeure, selon moi, la meilleure garantie de succès à long terme.

Je tiens également à souligner que les travaux réalisés par Hydro-Québec dans le présent dossier, tout comme les nombreuses questions soulevées par les intervenants et par la Régie, constituent déjà une contribution importante à l'évolution de la réflexion tarifaire au Québec.

Le dossier actuel permet de faire émerger des enjeux qui dépassent les seuls centres de données ou les usages cryptographiques appliqués aux chaînes de blocs. Avec l'arrivée du PGIRE, l'électrification croissante de l'économie et la multiplication des usages stratégiques de l'électricité, plusieurs débats similaires se présenteront inévitablement au cours des prochaines années. À cet égard, la qualité des travaux et la stratégie qui sera adoptée aujourd'hui influenceront probablement plusieurs décisions futures.

Dans cet esprit, les recommandations formulées dans ce rapport ne doivent pas être interprétées comme un refus du changement ni comme une opposition aux objectifs poursuivis par Hydro-Québec ou par le gouvernement du Québec.

Elles cherchent plutôt à favoriser une transition harmonieuse entre les approches historiques fondées sur le coût de service et les nouvelles réalités de la transition énergétique. Elles visent également à réduire les risques réglementaires, économiques et potentiellement juridiques pour l'ensemble des parties concernées, incluant Hydro-Québec Distribution, les clients actuels et futurs, ainsi que la Régie elle-même.

Enfin, je soumets respectueusement que la force du modèle québécois repose depuis longtemps sur la qualité du dialogue entre le distributeur, les intervenants, les experts et la Régie de l'énergie. Les enjeux abordés dans le présent dossier sont complexes, mais ils offrent également une occasion unique de développer des solutions novatrices, adaptées au contexte québécois et capables de résister à l'épreuve du temps.

J'espère que les constats et recommandations contenus dans ce rapport contribueront utilement à cette réflexion collective et permettront de soutenir la Régie dans sa recherche d'une décision équilibrée, juste, raisonnable et conforme à l'intérêt public.

Le défi n'est pas de choisir entre le développement économique, la transition énergétique ou l'équité tarifaire. Le véritable défi consiste à concevoir un cadre réglementaire capable de concilier durablement ces trois objectifs. Je demeure convaincu que le Québec possède les institutions, l'expertise et la volonté nécessaires pour y parvenir.

Sur une note plus personnelle, je peux humblement témoigner, avec plus de 25 années à œuvrer à divers postes et rôles dans le secteur de l'énergie que l'institution qu'est la Régie au Québec peut créer des frustrations pour les demandeurs, ou à certains intervenants, qui sont avides de résultats rapides. J'ai été moi-même dans la position du demandeur, je m'informe, me forme et j'enseigne sur ces sujets depuis plus de 15 ans. J'ai aussi accepté certains mandats d'expertise pour le MERN, le MEIE, la Régie, quelques intervenants et aussi avec Hydro-Québec sur ces sujets.

Cette relative « lenteur », diront certains, du processus pour apporter les changements demandés comme avec le dossier actuel est en fait un « mal nécessaire », pour laisser émerger les bonnes idées avec le temps, ne pas être aveuglé par le quotidien à court terme ou laisser la nostalgie d'un temps révolu nous paralyser !

Références

1. Audette, S. (2025). Notes de la séance 5 du cours réglementation et tarification du secteur de l'énergie. Dans *ECON 40105 - Réglementation et enjeux du secteur de l'énergie* (p. 8). Montréal : HEC Montréal.
2. Bonbright, J., Danielsén, A., & Kamerschen, D. (1988). *Principles of Public Utility Rates 2nd ed.* Public Utilities reports Inc.
En ligne: https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-3653-2007/doc/C-6-15_TCE_Extrait_3653_12mars08.pdf
3. Costello, K. (2014). *The Challenges of Ratemaking for State Utility Commissions*. National Regulatory Research Institute: NARUC.
En ligne: <https://pubs.naruc.org/pub/4AB003B1-2354-D714-51A9-241D11B18E52>
4. Electricity Canada. (2023). *Back to Bonbright - Economic regulation fundamentals can enable net zero*. Utilis Consulting.
En ligne: https://issuu.com/canadianelectricityassociation/docs/ec_sel_frame_-_2023_21_
5. Federal Energy Regulatory Commission. (1999). *Cost of Service Rates Manual*. Washington D.C.
En ligne: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/cost-of-service-manual.pdf>
6. Frantz, T. (2019). *Overview of Electric Utility Ratemaking*. New Hampshire Public Utilities Commission.
En ligne: <https://www.des.nh.gov/sites/g/files/ehbemt341/files/documents/2020-01/20191004-puc-presentation.pdf>
7. Giacchino, L., & Lesser, J. (2011) *Principles of Utility Corporate Finance*. Public Utilities Reports, Inc. (ouvrage)
8. Goodman, L. S. (1998). *The Process of Ratemaking*. Public Utilities Reports Inc. (ouvrage)
9. Gouvernement du Québec. (30 juin 2026). *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques*.
En ligne: <https://www.quebec.ca/gouvernement/ministeres-organismes/economie/publications/plan-ressources-energetiques#c433384>
10. IEA. (2026). *Key Questions on Energy and AI*. Paris : International Energy Association.
En ligne: <https://www.iea.org/reports/key-questions-on-energy-and-ai>
11. Lesser, J., & Giacchino, L. (15 octobre 2019). *Fundamentals of Energy- Regulation - 3rd Ed.* Dumfries, VA: Public Utilities Reports (PUR Books). (ouvrage)
12. Phillips, C. J. (1993). *The Regulation of Public Utilities 3rd ed.* Public Utilities Reports, Inc. (ouvrage)