



*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

Les coûts évités et les tarifs CD et CB

**Rapport d'expertise
de Philip Raphals
pour le RNCREQ**

R-4333-2026

Régie de l'énergie

20 juillet 2026

TABLE DES MATIÈRES

1	Mandat	1
2	Les tarifs proposés	1
2.1	Le tarif CD	1
2.2	Le tarif CB	2
2.3	L'évolution future des tarifs CD et CB.....	4
3	La Loi 24	5
4	Les coûts évités du Distributeur.....	7
4.1	Les coûts évités à long terme.....	7
4.2	Les coûts évités à court terme.....	10
5	La fixation des nouveaux tarifs.....	11
5.1	Le recours aux coûts marginaux dans la fixation de tarifs d'électricité ...	11
5.2	Les principes de tarification	15
5.3	Le coût d'approvisionnement comme un intrant au tarif.....	17
6	Conclusions et recommandations	19

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Ventilation des revenus requis 2026 et 2028	18
Tableau 2. Ventilation des achats d'électricité, 2026 et 2028	18

1 Mandat

Le RNCREQ m'a demandé de préparer un rapport sur le rôle des coûts évités dans la fixation de tarifs pour les centres de données (tarif CD) et pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (tarif CB).

Je reconnais mon devoir de fournir ce rapport et mon éventuel témoignage avec objectivité, impartialité et rigueur, et que mon devoir d'éclairer la Régie prime sur l'intérêt de mon client.

2 Les tarifs proposés

2.1 Le tarif CD

Le Distributeur propose la création d'une nouvelle classe tarifaire CD, qui s'applique à tout centre de données alimenté par le Distributeur avec une puissance maximale autorisée d'au moins 5 MW. Un centre de données est défini comme un « [s]ite physique où sont regroupées des infrastructures informatiques et de télécommunication destinée à stocker, à traiter ou à distribuer des données de façon sécurisée¹ ».

Le prix du tarif CD, qui ne varie pas avec la puissance installée du centre de données, est de 8,710 cents/kWh pour l'énergie et de 32,704 \$/kW pour la puissance². Ces valeurs ont été choisies, d'une part, pour récupérer l'entière du coût marginal d'approvisionnement³ et, d'autre part, pour refléter un ratio énergie:puissance équivalent à celui du tarif LG actuel pour un profil similaire, soit 2/3 énergie et 1/3 puissance⁴. Les coûts évités à long terme utilisés sont de 12 cents/kWh pour l'énergie et de 166\$/kW-an pour la puissance⁵ (en présumant un facteur d'utilisation de 95 %)⁶.

Ces prix sont substantiellement plus élevés que les tarifs M et LG auxquels sont assujettis les centres de données aujourd'hui. Le Distributeur précise toutefois que ce tarif n'est pas justifié en raison d'une allocation différente des coûts, et notamment de l'énergie patrimoniale⁷. Il confirme que ce n'est pas le profil de charge des centres de données qui justifie son approche, mais plutôt la forte croissance associée à ce secteur.

¹ B-0004, p. 9.

² B-0004, p. 10 et B-0032, R-3.1, page 14.

³ B-0057, R-1.2.1, p. 4.

⁴ B-0057, R-3.12, p. 15. B-0037, R1.20, p. 12.

⁵ B-0004, p. 9, note 7, qui renvoie à la pièce B-0012 du dossier R-4307-2025.

⁶ B-0004, p. 9.

⁷ B-0032, R-1.3, p. 6 et R-1.3.1, p. 7.

La proposition permet également à un client de payer un tarif plus élevé, s'il le souhaite⁸. Le prix payé par un client étant l'un des critères d'analyse du gouvernement pour l'attribution des blocs d'énergie⁹, nous comprenons des réponses fournies par le Distributeur à ce sujet qu'un client qui souscrirait à une majoration de prix pourrait avoir plus de chance de se faire attribuer un bloc d'énergie. Autrement, il est difficile d'imaginer pourquoi un client proposerait une telle majoration.

Au dossier R-4045-2018, le Distributeur avait indiqué qu'il serait inéquitable d'allouer « une portion relativement plus importante d'énergie postpatrimoniale à certains clients »¹⁰, et dans le présent dossier il réaffirme cette politique¹¹. Il justifie l'application d'un tarif distinct à un groupe de consommateurs pour lesquels l'allocation des coûts est identique en citant la « grande disparité des indices d'interfinancement »¹².

Le Distributeur souligne que l'application d'un tarif plus élevé aux centres de données n'est pas une pénalité¹³. Toutefois, elle n'est pas justifiée selon les coûts qu'un tel centre impose, mais plutôt selon le taux de croissance du secteur¹⁴.

À l'égard des coûts évités, le Distributeur applique les coûts évités à long terme établis par la Régie dans sa décision D-2026-033. Ainsi, il confirme que les coûts évités ne varient pas en fonction des incréments de puissance¹⁵ ni des seuils volumétriques¹⁶. Il affirme également qu'« il n'existe aucun lien entre le coût évité de l'énergie et le profil de charge du client »¹⁷.

2.2 Le tarif CB

Le Distributeur propose également une modification importante du tarif CB, lequel est en place depuis plusieurs années. Le tarif proposé est de 13,065 cents/kWh et 49,056\$/kW. Il y a aussi un coût de 50 cents/kWh pour toute consommation au-delà de ou autre que la consommation autorisée¹⁸.

Ces montants sont établis en augmentant le tarif CD par 50 %, ce qui donne un prix moyen de 19,5 cents/kWh¹⁹. Il importe de souligner que ce tarif excède par un facteur de 2 à 3 le tarif actuel,

⁸ B-0004, p. 12, section 2.5.

⁹ B-0043, R-8.2, p. 10.

¹⁰ R-4045-2018, B-0040, R-6.1, cité dans B-0032, p. 5.

¹¹ B-0032, R-1.5, p. 9

¹² Ibid.

¹³ B-0036, R-1.21, p. 10.

¹⁴ B-0037, R-1.20, p. 12.

¹⁵ B-0036, R-1.9, p. 6.

¹⁶ B-0057, R-1.6.1, p. 6.

¹⁷ B-0037, R-3.4, p. 26.

¹⁸ B-0004, p. 12.

¹⁹ B-0004, p. 12 et B-0032, R-3.2, p. 14.

et qu'il excède par 30 % le « tarif dissuasif » de 15 cents/kWh établi par la décision D-2019-052 (R-4045-2018) qui, selon la Régie, aurait la conséquence prévisible de l'annulation de projets de chaînes de blocs qui seraient assujettis à ce tarif²⁰.

Dans ce contexte, on peut se demander quelle serait la conséquence de cette augmentation d'environ 300 % sur cette catégorie de clients²¹. Selon les prévisions de la demande du dossier, leur consommation resterait stable, sans aucune diminution d'ici 2035²².

Tableau R-1.5
Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation

En GWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Chaînes de blocs	1,919	1,465	1,984	2,237	2,204	2,204	2,211	2,205	2,205	2,205	2,211	2,205	2,205	2,205
Dont:														
Chaînes de blocs HQ	834	942	931	932	948	948	951	948	948	948	951	948	948	948
Chaînes de blocs RDM	1,085	1,367	1,331	1,305	1,256	1,257	1,260	1,257	1,257	1,257	1,260	1,257	1,257	1,257
Centres de données	892	1,035	1,189	1,692	2,360	2,962	3,700	4,671	5,576	6,288	6,902	7,301	7,683	8,062

Toutefois, le Distributeur explique que les prévisions de vente pour les tarifs CB ont été produites en fonction des tarifs actuels et non en fonction des tarifs proposés dans le présent dossier²³. Leur pertinence est donc douteuse.

Dans son Complément de preuve, le Distributeur indiquait :

Ainsi, le Distributeur anticipe divers scénarios de diminution potentielle de demande pour ce secteur, allant jusqu'à une réduction de 40 % de celle-ci²⁴.

Il indique que cette réduction potentielle de 40 % fait référence aux charges alimentées directement par le Distributeur, quoiqu'il n'ait pas fait d'analyse de sensibilité à cet égard²⁵.

Il explique que cette majoration reflète les retombées économiques moindres de ce secteur²⁶, tout en précisant que le tarif CD n'est pas motivé par les retombées économiques associées à ce secteur²⁷.

²⁰ D-2019-052, para. 353, 355 et 378.

²¹ Le tarif actuel, pour le tarif CB de grande puissance, est de 4,324 c/kWh et de 16,571\$/kW (Tarifs d'électricité, s. 7.4).

²² B-0057, R-1.5, p. 5-6.

²³ B-0032, R-10.3.1, p. 34.

²⁴ B-0021, p. 10.

²⁵ B-0057, R-5.8 et 5.8.1, p. 26.

²⁶ B-0057, R-5.2.1, p. 24; B-0032, R-10.3, p. 33-34.

²⁷ B-0035, R-9.3, p. 14.

2.3 L'évolution future des tarifs CD et CB

Le Distributeur prévoit faire évoluer les tarifs CD et CB au même rythme que les autres tarifs généraux. Toutefois, il reconnaît la possibilité de devoir faire une « recalibration » de ces tarifs, en cas d'une modification importante des coûts évités²⁸. Il écrit :

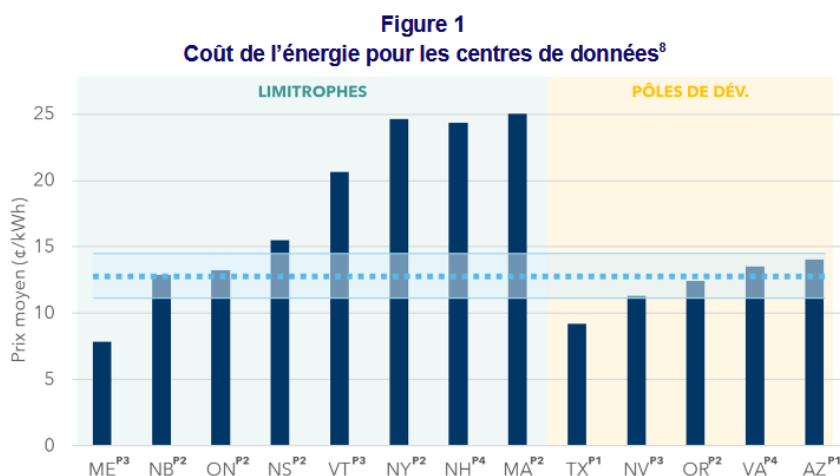
Pour les nouveaux clients, de même que pour les clients existants à compter de 2030, l'évolution du tarif CD devrait généralement suivre celle des autres tarifs généraux, renforçant ainsi la prévisibilité de sa trajectoire future. À plus long terme, le Distributeur entend indexer le tarif CD à un rythme comparable à celui des autres tarifs, tout en assurant un suivi afin de maintenir la cohérence entre le signal tarifaire transmis à la clientèle et l'évolution des coûts marginaux de fourniture²⁹.

Il ajoute :

Dès 2027, le Distributeur prévoit faire évoluer les tarifs CD et CB au même rythme que les autres tarifs généraux. Au besoin, le Distributeur pourrait procéder à une recalibration de ces tarifs, s'il le jugeait nécessaire à la lumière de l'évolution, dans le cas du tarif CD, des coûts évités et, dans le cas du tarif CB, du tarif CD. Le tout serait soumis à la Régie pour examen et approbation³⁰.

Il en découle que les deux tarifs, tant le tarif CD que le CB, dépendent des coûts évités du Distributeur. Nous examinerons cette question à la section 5.1.

Il semble donc avoir une certaine tension entre le souhait de la part du Distributeur de baser le tarif CD (et, par conséquent, le tarif CB) sur ses propres coûts évités, et son souhait d'offrir un tarif comparable à d'autres juridictions nord-américaines. Ces tarifs comparables se retrouvent à la Figure 1 de sa preuve en chef, reproduite ici³¹.



²⁸ B-0032, R-14.4, p. 43.

²⁹ B-0032, R-2.1, p. 11.

³⁰ Ibid., R-14.4, p. 43.

³¹ B-0004, p. 9 et 10.

Que ferait le Distributeur si les coûts évités augmentaient au point où maintenir la logique de la présente demande rendrait l'offre non concurrentielle ? La réponse n'est pas claire.

En fait, il semble que ce point est peut-être même déjà atteint avec le tarif CB, tel que proposé³².

3 La Loi 24

Le Distributeur a reconnu au dossier R-4307-2025 que la Loi 24 change profondément la façon par laquelle il acquerra des ressources en énergie et en puissance, de long terme et de court terme³³. Dans sa preuve, le Distributeur affirmait que cette Loi mettait « fin à la séparation fonctionnelle qui existait »³⁴. Même si la Régie n'a pas endossé cette affirmation³⁵, il n'y a pas de doute que la Loi 24 modifie la séparation fonctionnelle de manière significative. Ce qui prévalait antérieurement a changé, quoique la portée précise des modifications de la Loi 24 à cet égard reste à déterminer.

La séparation fonctionnelle était au cœur du régime réglementaire en place depuis l'an 2000 (Loi 116). Elle limitait l'obligation d'Hydro-Québec d'approvisionner le Distributeur à l'électricité patrimoniale. Ainsi, l'ancien art. 22 de la Loi sur Hydro-Québec se lisait :

22. La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.
[caractères gras ajoutés]

C'était le Distributeur qui avait l'obligation de desservir les besoins québécois, et ce, par le biais des appels d'offres. Hydro-Québec avait donc le droit de participer aux appels d'offres que lançait le Distributeur pour satisfaire les besoins post patrimoniaux, mais il n'en avait pas l'obligation. Et, même s'il le faisait, il n'avait aucune certitude de remporter l'appel d'offres.

³² Voir la section 2.2 ci-avant.

³³ Dossier R-4307-2025, pièce B-0005, p. 5.

³⁴ Ibid.

³⁵ D-2026-033, para. 429.

Le nouvel art. 22 de la Loi sur Hydro-Québec est très différent :

La Société a pour mission d'agir et d'innover dans le domaine de l'énergie ou dans tout domaine connexe, notamment en matière de recherche. **Elle doit assurer de manière suffisante, sécuritaire, fiable et au meilleur coût la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois. Elle doit notamment disposer des approvisionnements en électricité requis pour atteindre la cible des approvisionnements établie par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques** visé à l'article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (chapitre M-14.1) **à l'horizon qu'il indique.**

La Société doit, en outre, contribuer à la transition énergétique, favoriser une saine gestion de la consommation d'énergie et agir de manière à maximiser les bénéfices économiques, sociaux et environnementaux au Québec. [caractères gras ajoutés]

L'obligation de satisfaire les besoins québécois en électricité revient donc maintenant directement à Hydro-Québec.

En même temps, l'obligation de procéder par appels d'offres est disparue, laissant ainsi place à la présomption que c'est Hydro-Québec qui fournira en grande partie les besoins futurs du Québec.

Pour ces approvisionnements fournis par Hydro-Québec, c'est à la Régie d'établir leurs coûts :

b) les coûts des approvisionnements en électricité autres que ceux visés au sous-paragraphe a [les coûts des contrats d'approvisionnement avec d'autres fournisseurs qu'Hydro-Québec] que la Régie établit de manière à ce qu'ils reflètent ceux du marché pour des produits ou services comparables.³⁶

Aucune procédure n'a encore été fixée pour faire cette détermination.

Dans la séparation fonctionnelle du régime réglementaire antérieur, le point d'intersection entre la production d'électricité par Hydro-Québec et les compétences réglementaires était simplement de s'assurer de la capacité d'Hydro-Québec de fournir de l'électricité patrimoniale ainsi que les contrats post-patrimoniaux engagés par lui. Maintenant, ce point d'intersection est beaucoup plus grand, couvrant l'ensemble des besoins futurs québécois. Il en découle que, même si la production n'est toujours pas réglementée, les besoins de transparence à son égard sont devenus essentiels. Pour que la Régie puisse connaître les coûts de long terme à la marge, elle doit connaître, entre autres, les bilans en énergie et en puissance d'Hydro-Québec ainsi que ses courbes d'offres (*supply curves*) pour la production additionnelle.

La Loi 24 donne cependant à la Régie des outils additionnels pour veiller à ces enjeux. Parmi ceux-ci, soulignons l'adoption du nouvel article 34.1 LRÉ, qui accorde dorénavant à la Régie le pouvoir d'ordonner la production de tout document ou renseignement dont elle aurait besoin :

³⁶ Art. 52.2 2° b) LRÉ.

34.1. La Régie peut ordonner à toute personne de lui fournir tout renseignement ou document nécessaire à l'exercice de ses fonctions.

Dans sa décision D-2026-033, la Régie signalait clairement que le Plan d'approvisionnement qui sera déposé en novembre de cette année sera le forum approprié pour répondre à l'ensemble de ces questions.

4 Les coûts évités du Distributeur

Selon la proposition du Distributeur, le tarif CD (et donc indirectement le tarif CB) se base sur les coûts évités à long terme établis par la Régie. Ainsi, ils reflètent les coûts **futurs** d'approvisionnement causés (en partie) par la croissance de la demande de ce secteur. En même temps, ils ne tiennent aucunement compte des coûts évités de court terme. Ainsi, le Distributeur n'essaie pas de comptabiliser les coûts réellement causés par ces clients, en temps réel ou dans une année témoin. Dans ce sens, il diffère de plusieurs tarifs basés sur les coûts marginaux que l'on retrouve dans d'autres juridictions.

Avant de regarder cette question en détail, regardons les coûts évités établis dans la dernière cause tarifaire.

4.1 Les coûts évités à long terme

Selon la preuve au dossier, le coût évité en énergie à long terme utilisé par le Distributeur est de 12 c/kWh, et celui de la puissance à long terme est de 166 \$/kW-an³⁷. Il s'agit des coûts évités approuvés par la Régie dans sa décision D-2026-033.

Selon une méthodologie approuvée par la Régie depuis longtemps, le coût évité à long terme en énergie est basé sur les valeurs du plus récent appel d'offres. Plus spécifiquement, les coûts évités à long terme proposés au dossier R-4307-2025 se basaient sur les résultats de l'appel d'offres A/O 2023-01, le prix duquel était de 7,8 cents/kWh pour la fourniture et 1,6 cents/kWh pour le transport, majoré d'une indexation totale de 7 %³⁸.

Une explication plus complète se trouve dans le complément de réponse à une DDR du RNCREQ, auquel faisait référence la décision précitée. Le tout est présenté comme suit :

Pour faciliter la compréhension, le Distributeur précise que 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 de 1,6 ¢/kWh pour le

³⁷ B-0004, p. 9.

³⁸ D-2026-033, para. 146.

transport. Ces prix ont été majorés d'une indexation totale de 7 % pour obtenir les valeurs présentées dans le dossier actuel.

En ce qui concerne le coût d'équilibrage, il correspond au prix du SIÉ indexé, auquel s'ajoute une prime liée à la réduction de la contribution de la filière éolienne, comme expliquée dans le dossier tarifaire précédent³⁹.

Or, la fourniture et le transport représentaient donc $7,8 + 1,6 = 9,4$ ¢/kWh. Majoré d'une indexation de 7%, on obtient un coût évité en fourniture et transport en 2025 de 10,1 ¢/kWh. On peut donc présumer que le Service d'intégration éolienne (SIÉ), avec les ajustements indiqués, compte pour les 1,9 ¢/kWh qui manquent, et ce, afin d'arriver au total de 12 ¢/kWh mentionné dans la preuve au dossier R-4307-2025.

À ce 12 ¢/kWh, le Distributeur ajoute un montant qui représente le coût évité en puissance, de 166 \$/kW-an, qu'il estime à environ 2 ¢/kWh. Il n'est pas tout à fait clair comment $12 + 2 = 13$ ¢/kWh, mais c'est peut-être un artefact d'arrondis. Le calcul détaillé n'a pas été produit au dossier.

Cette manière de fixer les coûts évités de long terme a été établie pendant une période de faible croissance de la demande, et où la ressource éolienne ne faisait que commencer à être exploitée. Il était alors raisonnable de croire que le bassin des projets non retenus lors du dernier appel d'offres serait une bonne estimation des prix pour le prochain.

Toutefois, comme je l'ai indiqué au dossier R-4307-2025, les changements importants apportés par la Loi 24 dans le processus d'approvisionnement, notamment le retrait de l'obligation du Distributeur de passer par des appels d'offres pour les approvisionnements futurs, changent la donne.

De plus, les prévisions montrent une croissance rapide et soutenue de la demande, et les plans d'Hydro-Québec indiquent une très grande expansion de la filière éolienne dans les prochaines années.

Tout comme dans l'hydraulique, on doit présumer que les meilleurs sites sont développés avant les moins bons, et donc que le coût de la ressource augmente inévitablement avec son degré d'exploitation. Quoique la technologie éolienne ait vu de grandes améliorations dans les dernières années, on ne peut écarter les implications de ce phénomène.

Il est donc raisonnable d'anticiper que les coûts des ressources énergétiques futures — éoliennes et encore plus hydrauliques — seront plus élevés que ceux du passé.

³⁹ R-4307-2025, B-0100, p. 11.

Or, la notion même de coûts évités est d'estimer les coûts futurs. Il en découle que la méthodologie mise en place par la Régie en 2015 risque de sous-estimer de façon significative les coûts futurs d'approvisionnement en énergie.

Dans sa décision D-2026-033, la Régie abondait dans le même sens. Elle écrivait :

[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 coût évité de long terme actuel, issu de l'appel d'offres A/O 2023-01, et ainsi créer un décalage entre le coût évité de 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.**

En même temps, elle approuvait les coûts évités en énergie de long terme proposé par le Distributeur, avec ce bémol important :

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

(caractères gras dans l'original ; soulignements ajoutés)

Elle a pris une décision très similaire à l'égard des coûts évités de long terme en puissance :

[158] **Compte tenu de l'approche transitoire préconisée par le Distributeur dans le présent dossier, la Régie approuve la méthodologie d'évaluation des coûts évités de long terme en puissance.**

[159] Toutefois, la Régie est d'avis que cette méthode, d'une part, ne tient pas en compte du fait que le Distributeur n'a plus l'obligation de recourir à la procédure d'appel d'offres. De plus, la Régie constate que le signal de l'appel d'offre en puissance date de plus de 10 ans.

[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 du**

coût évité de long terme en puissance qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.

En résumé, le Distributeur a tout à fait raison d'affirmer que les coûts évités utilisés dans sa proposition ont été acceptés par la Régie. Toutefois, il néglige de mentionner qu'ils n'ont été acceptés que dans un contexte transitoire, et que leur méthodologie d'établissement risque fort d'être modifiée en profondeur en 2027. Est-il sage de créer une nouvelle classe tarifaire (et d'en modifier une autre) sur la base d'une logique de coûts évités qui sera probablement périmée d'ici quelques années ? Cette incertitude pèse lourd sur le présent dossier.

Ce coût évité est fixe, sans égard à la quantité d'énergie additionnelle requise ni à son horizon temporel. Or, pour bien refléter la réalité, il faut présumer que la véritable courbe d'offre d'Hydro-Québec est plus nuancée. Plus la quantité d'énergie requise est élevée, plus son coût risque de l'être aussi. Il est donc fort probable que les coûts évités à long terme que fixera la Régie éventuellement auront une structure plus complexe que les coûts évités transitoires adoptés dans la décision D-2026-033.

4.2 Les coûts évités à court terme

Dans sa décision D-2026-033, la Régie a accepté les coûts évités en énergie à court terme proposés par le Distributeur, soit de 9,3 ¢/kWh pour la période hivernale et de 3,7 ¢/kWh pour les autres mois (le coût de l'énergie patrimoniale)⁴⁰. Toutefois, elle l'a fait dans un contexte transitoire, dû à l'adoption récente de la Loi 24.

Tel qu'expliqué ci-dessus, cette loi change de façon très importante la manière par laquelle le Distributeur acquiert dorénavant des ressources en énergie de court terme. Étant donné qu'il obtiendra ces ressources directement d'Hydro-Québec (à un prix dont la détermination sera fixée par la Régie), la méthodologie antérieure de fixation des coûts évités de court terme en fonction des contrats à terme dans l'État de New York n'a plus de pertinence.

La Régie précise :

[144] La Régie est d'avis que la nouvelle approche du Distributeur concernant les approvisionnements de court terme remet en question la validité de la méthode d'établissement des coûts évités en énergie de court terme. En effet, la Régie constate que le Distributeur sera dans l'impossibilité d'apparier la fourniture à court terme de l'énergie par Hydro-Québec à des achats réalisés sur les marchés de l'Ontario, de New York ou de la Nouvelle-Angleterre. De plus, la Régie prend acte qu'Hydro-Québec a l'obligation de fournir ces approvisionnements de court terme en vertu de l'article 22.0.0.2 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Ainsi, la Régie est d'avis qu'en vertu de cette obligation, Hydro-Québec ne peut pas faire référence à la notion de coût

⁴⁰ D-2026-033, para. 143.

d'opportunité pour réaliser des transactions sur ces marchés comme base pour évaluer les coûts évités de court terme en énergie.

[145] Pour ces motifs, la Régie ordonne au Distributeur de soumettre, dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement, une nouvelle méthode d'établissement du coût évité en énergie de court terme qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.

Rappelons que la Loi 24 ne modifie aucunement la nature de l'énergie patrimoniale, qui, selon le décret 1277-2001⁴¹, inclut 8760 « bâtonnets » de puissances distinctes. Le droit du Distributeur de recevoir de l'énergie patrimoniale se limite à ses 8760 quantités précises de puissance, qui peuvent être prises dans n'importe quel ordre.

La Loi modifie effectivement la manière dont ces bâtonnets sont gérés. Antérieurement, le Distributeur devait essayer d'estimer l'ampleur du bâtonnet qui sera appliqué à chaque heure en temps réel, et faire des achats de court terme pour couvrir le restant de sa demande. Maintenant, ce n'est plus nécessaire — l'attribution des bâtonnets se fait uniquement *ex post*. Toutefois, il n'en demeure pas moins que, à chaque heure de l'année, les MW couverts par le bâtonnet applicable coûtent environ 3,7 c/kWh, et les MW additionnels coûtent beaucoup plus cher.

Peu importe les détails de la nouvelle méthode qui sera retenue, la relation directe entre la charge horaire et les coûts d'approvisionnement restera. Bref, la question demeure : si l'objectif est de traiter les clients CD et CB comme étant « à la marge » et les faire payer les coûts marginaux qu'ils imposent, pourquoi ne pas **leur allouer les coûts d'approvisionnement qu'ils imposent** et en tenir compte dans l'établissement de leur tarif?

Une approche pour le faire est proposée au point 5.3 ci-après.

5 La fixation des nouveaux tarifs

5.1 Le recours aux coûts marginaux dans la fixation de tarifs d'électricité

Tel qu'indiqué au balisage produit par la firme Dunsky⁴², l'utilisation des coûts marginaux dans la fixation des tarifs est de plus en plus commune. Toutefois, il y a une grande variété d'approches, tant au niveau de l'application que des modalités. Dans certains cas, elle s'applique à tout client dépassant une certaine taille; dans d'autres, seulement aux centres de données. Dans certains cas, elle s'applique seulement à des nouveaux clients; dans d'autres, à l'ensemble des clients de la catégorie visée⁴³. La question de savoir comment ces coûts marginaux ont été établis

⁴¹ Décret 1277-2001 du 24 octobre 2001.

⁴² B-0005, p. 5 et suivantes.

⁴³ B-0005, Section 3, pages 22 à 24.

était malheureusement à l'extérieur du cadre du mandat confié à la firme Dunsky⁴⁴. On note toutefois que, dans huit des neuf juridictions mentionnées, les tarifs tiennent compte des coûts de production (approvisionnement)⁴⁵.

Il importe de souligner que, dans la grande majorité sinon la totalité des juridictions américaines, il existe un marché horaire pour l'énergie. Cela fait en sorte que le coût d'énergie de court terme est une donnée objective et disponible pour tous. On peut donc présumer que les tarifs basés sur les coûts marginaux de production tiennent compte, d'une façon ou autre, de ces coûts réels d'approvisionnement.

C'est le cas notamment d'un des tarifs examinés par le rapport Dunsky qui a déjà été soulevé devant la Régie. Il s'agit de celui du New York Municipal Power Agency (NYMPA), regroupant 35 membres municipaux dans le nord de l'État de New York⁴⁶. Le tarif au complet (le « Rider A ») a été déposé en annexe de mon rapport d'analyse externe au dossier R-4045-2018, qui a établi pour la première fois le tarif CB⁴⁷.

Ce tarif s'applique aux « high-density loads (HDL) », de plus de 250 kWh/ft²/an, avec une demande minimale de 300 kW. Il applique un « Purchased Power Adjustment » (PPA) au tarif régulier, afin de récupérer précisément les coûts des approvisionnements additionnels achetés pour desservir le client en question. « That is, HDL customers will always be treated as “on the margin” for the purposes of calculating supply costs⁴⁸. »

Le tarif est explicite en ce qui concerne l'allocation des coûts d'approvisionnement réellement engagés pour le client à la marge :

The rate adjustment per kWh shall be determined by the monthly inputs for cost and electricity reflecting the specific monthly energy and demand costs incurred by the municipal utility for load served under this Rider⁴⁹. (soulignements ajoutés)

L'approche du Distributeur est toutefois à contre-sens : dans son allocation de coûts, il alloue les mêmes coûts aux clients CD et CB qu'à tout autre client de la même catégorie de consommation (M ou LG).

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,

⁴⁴ B-0043, R-16.1.2, p. 19.

⁴⁵ Ibid., R-16.1.1, p. 18 et 19.

⁴⁶ B-0005, s. 4.4, pages 36 à 39.

⁴⁷ C-4045-2018, C-RNCREQ-0008. La demande de NYMPA a été également déposée, sous la cote C-RNCREQ-0007.

⁴⁸ C-4045-2018, C-RNCREQ-0007, p. 7.

⁴⁹ C-4045-2018, C-RNCREQ-0008, p. 3.

comme pour toutes les autres catégories de consommateurs, un coût de service basé sur leurs caractéristiques de consommation⁵⁰.

Étant donné le cadre réglementaire du Québec, une approche intéressante pour attribuer les coûts à la marge à une catégorie particulière de consommateurs aurait été de réduire ou même éliminer leur attribution en fourniture patrimoniale.

C'est précisément ce qu'a fait le Public Service Commission (PSC) de New York en acceptant le Rider A proposé par la NYMPA. Rappelons que, dans le nord de l'État de New York, le cadre réglementaire ressemble, dans une certaine mesure, à celui du Québec. Les municipalités ont accès à une quantité limitée d'énergie hydraulique de bas prix (de Niagara), analogue à notre énergie patrimoniale. Toute énergie additionnelle consommée est achetée au prix du marché horaire.

The single biggest reason NYMPA members can offer low-cost energy to their customers is the same reason that makes them attractive to potential HDL customers, and the same reason that necessitates Rider A. NYMPA members are entitled to allocations of low-cost hydropower from the New York Power Authority ("NYPA") Niagara project. Power needs that exceed those hydropower allocations are procured through NYMPA in the markets (i.e., "supplemental power"). As a general rule, the great majority of member power needs are met through NYPA hydropower, minimizing the need for higher cost supplemental power. Most member systems only need supplemental power intermittently, some only seasonally, and some only during peak load conditions. The costs of that supplemental power are then recovered from all customers on a volumetric basis. The addition of HDL customers would drastically increase the amount of supplemental power needed by the systems and significantly increase the costs to all customers through the Purchased Power Adjustment Clause (PPAC). Rider A will reform the PPAC to mitigate that adverse impact on existing customers.⁵¹

En traitant les clients HDL comme étant « à la marge », le Rider A en effet réduit à zéro leur allocation d'énergie hydraulique de bas prix de Niagara.

Toutefois, le Distributeur a rejeté cette approche :

Le Distributeur confirme que la fourniture patrimoniale, qui vise à répondre aux besoins du marché québécois, serait également attribuée à la nouvelle catégorie de consommateurs « centres de données »⁵².

Il affirme plutôt que « le coût de l'électricité patrimoniale qui sera allouée aux fins de la répartition des coûts n'est pas un facteur influençant la calibration du tarif CD⁵³. » Il explique :

⁵⁰ B-0032, R-1.3, p. 6.

⁵¹ R-4045-2018, C-RNCREQ-0007, p. 3.

⁵² B-0032, R-1.3.1, p. 7.

⁵³ Ibid., R-1.3.3, p. 8.

Dans sa réponse à la référence (viii), le Distributeur exprimait le fait qu'en matière d'allocation des coûts de fourniture, aux fins de l'exercice de répartition des coûts, il privilégie une allocation uniforme, sans égard à la chronologie des charges. Ce principe demeure vrai.

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.

Il n'existe donc aucune incohérence entre les principes énoncés au dossier R-4045-2018 et la proposition faite pour le tarif CD⁵⁴. (soulignements ajoutés)

Dans ce passage, le Distributeur présente l'allocation des coûts comme un exercice théorique aux coûts moyens, qui n'affecte pas la fixation des tarifs, et qui découle plutôt de la « stratégie tarifaire ».

Ensuite, il fait appel à l'existence d'un interfinancement historique et actuel en faveur des consommateurs résidentiels afin de justifier l'approche de fixer de nouveaux tarifs sans égard à l'allocation des coûts.

Or, l'interfinancement actuel, en faveur de la clientèle résidentielle, est appliqué depuis l'époque de la loi 116 afin de respecter le « pacte social » antérieur. Le ratio tarif:coût pour les autres classes tarifaires varie entre 110% et 136%⁵⁵. Ceux proposés pour les tarifs CD et CB excèdent ce ratio par un facteur de 2 à 3. Si, comme le soutient le Distributeur, l'interfinancement historique peut justifier un tel écart entre un tarif et les coûts y alloués, c'est donc dire que tout lien entre les coûts et les tarifs disparaît.

Étant donné la nature limitée de la fourniture patrimoniale, il est évident que l'augmentation de la charge augmentera les coûts moyens d'approvisionnement. Pour chaque heure, il y a une portion de la consommation qui consiste en de l'énergie patrimoniale (à savoir le « bâtonnet » appliqué, selon l'heure) et une portion qui consiste en de l'énergie post patrimoniale. Cette dernière est acquise à un coût sensiblement plus cher. Une charge qui est considérée comme étant « à la marge » consomme inévitablement de l'énergie post patrimoniale, sauf dans des heures (de moins en moins fréquentes) où il y aurait eu autrement de l'énergie patrimoniale inutilisée (ÉPI). Avec l'augmentation significative de la demande prévue pour les prochaines années, on peut présumer que les quantités d'ÉPI disparaîtront.

Dans ce contexte, le choix du Distributeur de baser son tarif dit « marginal » sur les coûts évités de long terme, sans parler de l'allocation des coûts réels d'approvisionnement, doit être remis en question. Il y a effectivement une distinction importante à faire entre un tarif moyen — dont les

⁵⁴ Ibid., R-1.5, p. 9.

⁵⁵ R-4307-2025, B-0030, Tableau 8, p. 12.

coûts d'approvisionnement sont inévitablement composés en partie des coûts de l'énergie patrimoniale et post patrimoniale — et un tarif à la marge, qui consistera uniquement en de l'énergie post patrimoniale. Cette distinction se base sur les coûts réels, engagés chaque heure et chaque jour pour desservir les besoins des clients.

Le coût évité à long terme, par contre, est un coût théorique — une estimation des coûts pour les approvisionnements futurs, qui seront consommés par des clients futurs. Mis à part la difficulté d'estimer ces coûts avec précision, l'approche du Distributeur se bute contre le principe fondamental selon lequel la tarification se base sur les coûts (historiques ou prévus dans une année témoin). Pour inclure des coûts dans ce calcul, ceux-ci doivent être réellement engagés ou investis dans des actifs qui sont « utilisés et utiles » (*used and useful*). Les coûts futurs (estimés) ne sont ni l'un ni l'autre.

5.2 Les principes de tarification

Dans son Complément de preuve, le Distributeur explique en quoi les principes 1, 2, 5 et 8 de l'Avis A-2017-01, eux-mêmes inspirés de ceux de Bonbright, soutiennent sa proposition d'établir un prix unitaire moyen à un niveau qui permet d'envoyer un signal tendant vers les coûts marginaux⁵⁶.

Toutefois, il ne mentionne pas le principe #6 de cette liste, lequel prévoit ce qui suit :

6. Juste allocation des coûts entre les différents types de consommateurs, de manière à éviter des choix arbitraires, pour atteindre une équité (1) *horizontale* (consommateurs similaires traités également) ; (2) *verticale* (consommateurs différents traités différemment) ; et (3) *anonyme* (équité générationnelle). (soulignements ajoutés)

Le fait de faire payer des consommateurs d'aujourd'hui pour les coûts futurs représente évidemment un défi à l'égard de l'équité intergénérationnelle. Et le fait de fixer des tarifs sans égard à l'allocation des coûts invite à des choix arbitraires.

Mais, plus généralement, c'est le fait de fixer des tarifs purement selon un concept de signal de prix, sans égard aux coûts alloués qui est problématique.

À cet égard, il est utile de rappeler les principes de Bonbright tels que nous les connaissons aujourd'hui⁵⁷ :

1. Effectiveness at yielding total revenue requirements under the fair return standard.

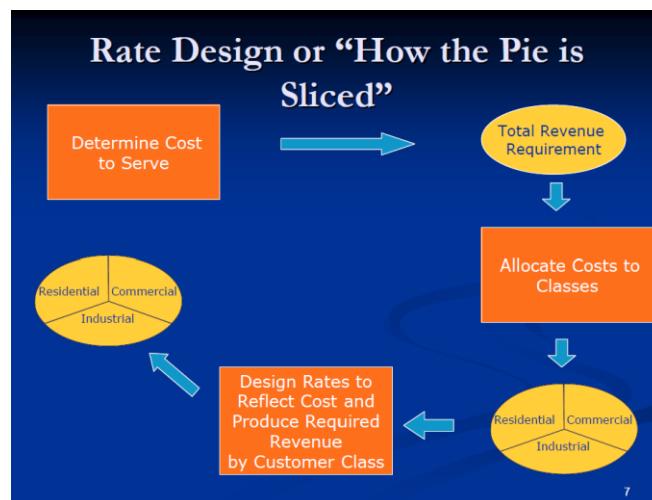
⁵⁶ B-0025, p. 6.

⁵⁷ Cités de <https://justandreasonable.com/knowledge-base/bonbright-principles/>

2. Revenue stability and predictability, with a minimum of unexpected changes seriously adverse to utility companies.
3. Rate stability and predictability, with a minimum of unexpected changes seriously adverse to ratepayers.
4. Discouraging wasteful use of services while promoting all justified types and amounts of use.
5. Reflection of all present and future private and social costs and benefits due to a service's provision.
- 6. Fairness of apportionment of total costs of service between rate classes.**
- 7. Avoidance of undue discrimination in rates.**
8. Dynamic efficiency promoting innovation and responding economically to changing demand and supply patterns.
9. Practicality (simplicity, certainty, convenience of payment, economy in collection, understandability, public acceptability, feasibility of application).
10. Freedom from controversies of interpretation.

(caractères gras ajoutés)

Le principe #6 de Bonbright peut sembler simple (« Fairness of apportionment of total costs of service between rate classes »). Or, l'allocation des coûts de service fait évidemment référence à la méthodologie bien connue, résumée ici dans une diapositive du *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (« NARUC »)⁵⁸ :



⁵⁸ <https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=538EA65C-2354-D714-5107-44736A60B037>, p.2.

Il s'agit évidemment d'une approche bien connue par le Distributeur. Le choix d'éviter l'allocation des coûts dans la conception d'un tarif à caractère marginal est, à mon avis, une erreur stratégique importante.

L'allocation des coûts n'est pas un exercice théorique en parallèle à la conception des tarifs — c'est précisément l'étape antérieure d'un processus intégré. Couper le lien entre les deux, tel que le Distributeur le propose ici, ouvre la porte à l'arbitraire, et donc au non-respect du principe #7 de Bonbright : « **Avoidance of undue discrimination in rates** ».

La différence entre un tarif aux coûts moyens — soit la quasi-totalité des tarifs existants — et un tarif aux coûts marginaux est précisément une question d'allocation des coûts : est-ce qu'on y alloue les coûts moyens d'approvisionnement, ou les coûts à la marge ?

Dans notre cadre réglementaire, cette différence est très marquée, dû à l'existence de l'énergie patrimoniale⁵⁹. Une fois la détermination faite de l'allocation de l'énergie patrimoniale pour un tarif à caractère marginal, les allocations de coûts et le processus de fixation des tarifs peuvent procéder selon la pratique usuelle. Cela est d'autant plus vrai pour les années à venir. Étant donné que le coût unitaire de l'électricité post patrimonial est sujet à changement (probablement à la hausse), cette façon de faire permettra de tenir compte de l'évolution des coûts post patrimoniaux.

5.3 Le coût d'approvisionnement comme un intrant au tarif

Selon la preuve du Distributeur, le tarif CD est calibré pour être égal au coût évité en énergie de long terme. Toutefois, le coût de l'énergie n'est qu'un élément des coûts de service. Selon le dossier tarifaire de 2025, les achats d'électricité ne comptent que pour environ 55 % des revenus requis, toute classe tarifaire confondue. Le service de transport, d'une part, compte pour 20 %, et les coûts de distribution et de service à la clientèle pour environ 25 %⁶⁰.

Composant (MM\$)	2026		2028	
Achats d'électricité	8,833	56%	9,661	55%
Achats de service de transport	3,230	20%	3,496	20%
Coûts de distribution et SAC	3,701	23%	4,338	25%
Revenus requis	15,764		17,495	

⁵⁹ Cela demeure vrai aussi dans certaines autres juridictions. Tel qu'expliqué ci-avant (section 5.1), l'allocation de l'énergie de Niagara dans le tarif de NYMPA joue un rôle très similaire à celui de l'énergie patrimoniale au Québec.

⁶⁰ Calculé à partir de R-4307-2025, B-0013, Tableau 1, p. 7-8.

Tableau 1. Ventilation des revenus requis 2026 et 2028

Certes, les proportions de ces trois composantes varient selon la classe tarifaire. Cela dit, il est clair que, si le **coût évité** en énergie et en puissance applicable est de 13 ¢/kWh, un tarif dont le **coût total** (incluant les composantes énergie et puissance) est aussi de 13 ¢/kWh ne laisse alors rien pour couvrir les coûts de transport ou de distribution. Est-ce que la classe CD devrait être exemptée de contribuer aux coûts de transport et de distribution? Je doute que ce soit l'intention du Distributeur.

Le Tableau 2 présente les volumes, les coûts totaux et les coûts unitaires moyens des achats d'électricité pour les tarifs généraux (selon le dossier tarifaire R-4307-2025)⁶¹. On constate que les achats d'électricité postpatrimoniale coûtent déjà trois fois plus cher que l'énergie patrimoniale.

En 2026, le post patrimonial comptait pour 11% des volumes, mais pour 30% des coûts d'électricité. En 2028, les volumes post patrimoniaux augmentent à 14%, et les coûts à 32%.

	2026				2028		
	GWh	M \$	\$/MWh		GWh	M \$	\$/MWh
Patrimoniale	51,156	1,962	\$ 38.35		50,185	2,079	\$ 41.43
Postpatrimoniale	6,288	821	\$ 130.57		8,238	987	\$ 119.81
Achats totaux d'électricité	57,444	2,783	\$ 48.45		58,423	3,066	\$ 52.48
% Patrimoniale	89%	70%			86%	68%	
% Postpatrimoniale	11%	30%			14%	32%	

Tableau 2. Ventilation des achats d'électricité, 2026 et 2028

Ainsi, le coût unitaire post patrimonial (130,57\$/MWh en 2026) dépasse de loin le coût unitaire moyen (48,45\$/MWh en 2026). Avec la croissance de la partie post patrimoniale prévue dans les années à venir, le coût moyen d'approvisionnement augmentera aussi significativement. Baser le tarif CD sur les coûts marginaux (ou coûts post patrimoniaux) aidera significativement à modérer les augmentations du coût moyen d'approvisionnement, et donc celles des autres tarifs.

Il est tout à fait légitime de vouloir créer une nouvelle classe tarifaire pour tempérer cette augmentation, surtout si cette nouvelle classe tarifaire cible une industrie qui est attirée au Québec par ses bas tarifs. Comme le montre le balisage de Dunskey, cette approche est utilisée dans un grand nombre de juridictions confrontées avec des situations semblables⁶². L'objectif est toujours de protéger la clientèle existante contre les pressions tarifaires créées par cette nouvelle demande. À cet égard, plusieurs voix de l'industrie des centres de données sont à l'aise avec l'idée de payer pour les coûts qu'ils causent.

⁶¹ R-4307-2025, B-0028 Tableau 1, p. 14 et B-0030, Tableau 1, p. 13.

⁶² B-0005, page 5 et suivantes.

Ainsi, la mise en place d'un tarif marginal, basé sur les principes et méthodes bien connues tenant compte des coûts marginaux d'approvisionnement, serait tout à fait justifiable et éviterait les déterminations arbitraires.

Un tarif conçu de cette manière évoluera inévitablement et automatiquement avec l'évolution des coûts post patrimoniaux. Il s'agit des coûts objectifs et vérifiables, et non pas des estimations de coûts futurs qui sont de nature incertaine et subjective. Un tel tarif évitera aussi des débats stériles sur les retombées économiques associées à une utilisation ou à une autre de l'électricité. Une fois l'allocation en énergie patrimoniale déterminée pour une classe tarifaire, les niveaux du tarif suivront, et évolueront au fil du temps.

6 Conclusions et recommandations

En conclusion, je recommande de fixer le tarif CD sur les véritables coûts marginaux de l'électricité, et non pas en fonction des coûts évités de long terme fixés antérieurement par la Régie pour d'autres fins.

Pour ce faire, je propose de moduler d'une part l'allocation de l'énergie patrimoniale applicable à la nouvelle classe CD, et ensuite suivre le processus habituel de fixation de tarifs. Si l'allocation en énergie patrimoniale est fixée à zéro, le tarif serait ainsi strictement à la marge. Cela dit, la Régie pourrait décider qu'afin d'être juste et raisonnable, le tarif devrait comporter une certaine quantité d'énergie patrimoniale. Bien entendu, une telle allocation serait sensiblement moins élevée que pour les autres classes tarifaires.

À l'égard du tarif CB, je ne vois pas de raison de le traiter de manière différente. D'une part, il est raisonnable de croire que le bloc d'énergie réservé pour l'usage cryptographique n'augmentera pas. D'autre part, comme la Régie l'a indiqué dans sa décision D-2021-007, 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 consommateurs⁶³.

Si le tarif CD se base à 100 % sur les coûts post patrimoniaux, ce sera évidemment aussi le cas pour le tarif CB. Toutefois, si la Régie décide d'appliquer des conditions moins onéreuses aux clients CD qu'aux clients CB, elle n'a qu'à y affecter une part plus grande d'énergie patrimoniale.

Nous avons vu au Tableau 2 ci-avant qu'en 2026, 89% de l'énergie consommée par les clients du Distributeur vient de l'énergie patrimoniale, alors que 11 % vient de l'énergie post patrimoniale. (En 2028, les pourcentages sont de 86% patrimoniale et 14% post patrimoniale.)

Si la Régie accepte ma recommandation, elle demandera au Distributeur de revenir avec une nouvelle proposition pour les classes CD et CB, où le pourcentage d'énergie patrimoniale à

⁶³ Cité dans B-0040, R-1.4, p. 8.

allouer à ces deux classes est modulé. Ces pourcentages seront nécessairement moins élevés que la distribution au *pro rata* qui est appliquée maintenant⁶⁴, mais pas nécessairement nuls. Les coûts d'achats d'électricité qui en découlent, combiné aux autres coûts applicables (dont notamment un taux d'interfinancement raisonnable) donnera lieu aux revenus requis de la classe. Ces revenus requis, traités avec les mêmes hypothèses déjà présentées pour la distribution énergie/puissance, donneront lieu à des tarifs finaux pour chaque classe, de même que chacune des années 2026 à 2028 inclusivement.

Il se peut que, si l'allocation en énergie patrimoniale est nulle, le prix qui en découle soit plus élevé que ce que le Distributeur considère approprié. C'est pour cela que je trouve important qu'il puisse proposer des niveaux précis d'allocations en énergie patrimoniale, sujets à l'approbation de la Régie.

Je souligne enfin que la même approche aurait l'avantage d'être applicable dans les dossiers tarifaires à venir, avec des ajustements potentiels des allocations en énergie patrimoniale pour les classes tarifaires à la marge.

⁶⁴ R-4307-2025, [B-0028](#) et al., Tableau 9.1, note 1.