



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



## **Les coûts d'approvisionnement des tarifs CB**

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

**R-4045-2018, étape 3  
Régie de l'énergie**

**le 12 août 2020**

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](http://www.centrehelios.org)

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Sommaire des recommandations .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Mandat .....</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>Coûts d'approvisionnement du tarif CB .....</b>	<b>2</b>
3.1	Contexte et travaux antérieurs .....	4
3.2	La méthode proposée .....	7
3.3	Résultats .....	9
	<i>3.3.1 Scénario du Plan d'approvisionnement.....</i>	<i>9</i>
	<i>3.3.2 Scénario prévu par la décision D-2019-052.....</i>	<i>13</i>
	<i>3.3.3 Scénario tenant compte des résultats de l'A/O 2019-01 .....</i>	<i>14</i>
	<i>3.3.4 Scénario proposé par le Distributeur .....</i>	<i>15</i>
	<i>3.3.5 Le bloc proposé de 40 MW pour les réseaux municipaux .....</i>	<i>16</i>
3.4	Sommaire des résultats .....	17
<b>4</b>	<b>Domaine d'application du tarif CB .....</b>	<b>18</b>
<b>5</b>	<b>Le seuil de 50 kW.....</b>	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>Le tarif dissuasif de 15 cents/kWh .....</b>	<b>22</b>
<b>7</b>	<b>Le traitement à la marge des coûts d'approvisionnement.....</b>	<b>24</b>

## Table des graphiques

Graphique 1. Achats de court terme en 2020 .....	3
Graphique 2. Achats de court terme en 2029 .....	3
Graphique 3. Approvisionnements additionnels requis, 2020 à 2029 .....	4
Graphique 4. Coûts évités réels (hiver 2017-19) et estimés, heures avec ACT seulement .....	6
Graphique 5. Achats et court terme et consommation aux tarifs CB .....	8
Graphique 6. Achats et court terme (volume et coût unitaire) et consommation aux tarifs CB .	9

## Table des tableaux

Tableau 1. Coût global et unitaire d'approvisionnements, classe CB.....	9
Tableau 2. Revenus et coûts d'approvisionnement, classe CB (2021) .....	10
Tableau 3. Proportion de revenus attribuable aux achats d'électricité, Classes M et LG .....	10
Tableau 4. Coûts d'approvisionnements additionnels, classes CB avec et sans effacement (2021).....	11
Tableau 5. Coûts évités prévisionnels (hiver), 2021 à 2025 .....	12
Tableau 6. Coûts additionnels totaux et actualisés, scénario du Plan d'approvisionnement ..	12
Tableau 7. Scénario prévu par la décision D-2019-052.....	13
Tableau 8. Coûts d'approvisionnements additionnels, scénario prévu par la décision D-2019-052 (2025).....	13
Tableau 9. Coûts additionnels totaux et actualisés, scénario prévu par la décision D-2019-052 .....	14
Tableau 10. Scénario tenant compte des résultats de l'A/O 2019-01.....	14
Tableau 11. Coûts additionnels totaux et actualisés, scénario tenant compte des résultats de l'A/O 2019-01 .....	15
Tableau 12. Scénario proposé par le Distributeur .....	15
Tableau 13. Coûts additionnels totaux et actualisés, scénario proposé par le Distributeur ....	16
Tableau 14. Coûts additionnels totaux et actualisés, bloc proposé de 40 MW pour les réseaux municipaux.....	16
Tableau 15. Coûts d'approvisionnements additionnels, avec et sans effacement (sommaire) .....	17

## 1 Sommaire des recommandations

### Effacement

L'analyse démontre que les coûts additionnels d'approvisionnement attribuables à la consommation au tarif CB augmentent significativement si l'effacement à la pointe n'est pas requis. Par conséquent :

- Je recommande de maintenir l'obligation d'effacement pendant les 300h de pointe.

### Domaine d'application du tarif CB

- Je recommande d'accepter la proposition du Distributeur de préciser le domaine d'application des tarifs CB, selon les termes du deuxième paragraphe de l'article 7.1 proposé par le Distributeur.

### Le seuil de 50 kW

La justification principale du seuil de 50 kW dans la décision D-2019-052 est caduque. Par conséquent :

- Je recommande à la Régie d'éliminer ce seuil de la définition du domaine d'application du tarif CB, et plutôt de créer un tarif CB - D pour les consommateurs au tarif D qui désire participer dans le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération.

Subsidiairement :

- Je recommande à la Régie de demander au Distributeur d'exiger aux consommateurs au tarif D de l'informer de toute utilisation de l'électricité aux fins de minage de cryptomonnaie, et de demander explicitement à ces consommateurs de fermer leurs appareils de minage chaque fois qu'une période de restriction est annoncée.

### Le tarif dissuasif de 15 cents/kWh

- Je recommande que la Régie déclare que le tarif dissuasif ne peut s'appliquer à une consommation à l'intérieur du bloc dédié aux fins de minage de cryptomonnaie.

### La tarification à la marge

L'analyse démontre d'importantes subventions croisées en faveur des consommateurs aux tarifs CB. Par conséquent :

- Je recommande que la Régie adopte une tarification à la marge, à l'égard des coûts d'approvisionnement, pour la consommation aux fins de minage de cryptomonnaie par des clients des réseaux municipaux.

- Si la Régie maintient le bloc dédié à 300 MW, je recommande qu'elle modifie la tarification des tarifs CB afin d'éviter une importante subvention croisée (490 M \$ actualisés (sans effacement) ou de 390 M \$ (avec effacement), en faveur des consommateurs aux tarifs CB).
  - Plus précisément, je recommande que la partie énergie des tarifs CB - MP et CB - GP soit fixée sur la base de l'énergie réellement acquise afin de desservir ces clientèles. Ces coûts seraient estimés en avance, mais seraient assujettis à un compte réglementaire (type *pass-on*), qui assurerait que les coûts réels encourus leur soient affectés.

**Par ailleurs, étant donné que, même avec l'effacement, les coûts d'approvisionnement additionnels attribuables à la consommation au tarif CB demeurent importants, je recommande à la Régie de considérer une modification de la tarification du tarif CB, telle que décrite à la section 7 ci-dessous.**

## 2 Mandat

Le RNCREQ m'a demandé d'analyser la proposition d'HQD à l'égard des tarifs et conditions applicables à la nouvelle catégorie de consommateurs CB, et de faire des recommandations qui en découlent.

À la section 3, j'analyse les coûts de fourniture associés à la consommation pour usage cryptographique. Aux sections 4 et 5, je présente des réflexions sur le domaine d'application de ce tarif et, à la section 6, sur le tarif dissuasif proposé. La section 7 présente des réflexions sur les constats qui précèdent, ainsi que des recommandations.

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

## 3 Coûts d'approvisionnement du tarif CB

Le Distributeur reconnaît que la consommation d'électricité pour les fins de minage de cryptomonnaie pourrait mener à une augmentation des achats de court terme d'électricité.

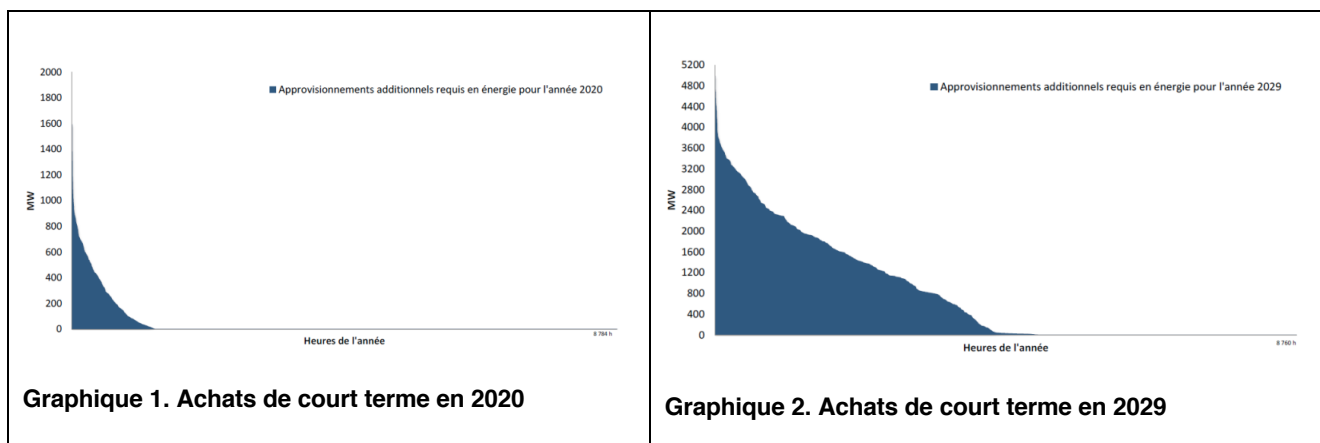
De plus, le Distributeur rappelle que la demande de service non-ferme vise également à limiter l'impact sur les coûts d'approvisionnement que les clients de ce secteur d'activités pourraient engendrer, compte tenu de leur forte demande en électricité. L'effacement permettra ainsi d'éviter des achats sur les marchés de court terme à des périodes plus chargées où les prix sur les marchés peuvent être élevés<sup>1</sup>. (nos soulignés)

---

<sup>1</sup> B-0202, p 9.

Par ailleurs, dans son Plan d’approvisionnement, le Distributeur prévoit une augmentation très importante des achats de court terme, sans toutefois préciser jusqu’à quel point ils sont tributaires de la croissance de la consommation en vertu du tarif CB<sup>2</sup>. Aucune quantification de cet impact n’est incluse dans la preuve du Distributeur dans le présent dossier — ni à l’étape actuelle, ni aux précédentes. Dans une communication récente, le Distributeur reconnaît explicitement que le retrait de la condition d’effacement pour l’ensemble de la charge pour usage cryptographique entraînerait une hausse du coût d’approvisionnement en énergie, sans toutefois essayer de la quantifier<sup>3</sup>.

Les Graphiques 1 et 2 présentent l’évolution prévue des achats de court terme entre 2020 et 2029, selon le Plan d’approvisionnement<sup>4</sup>.



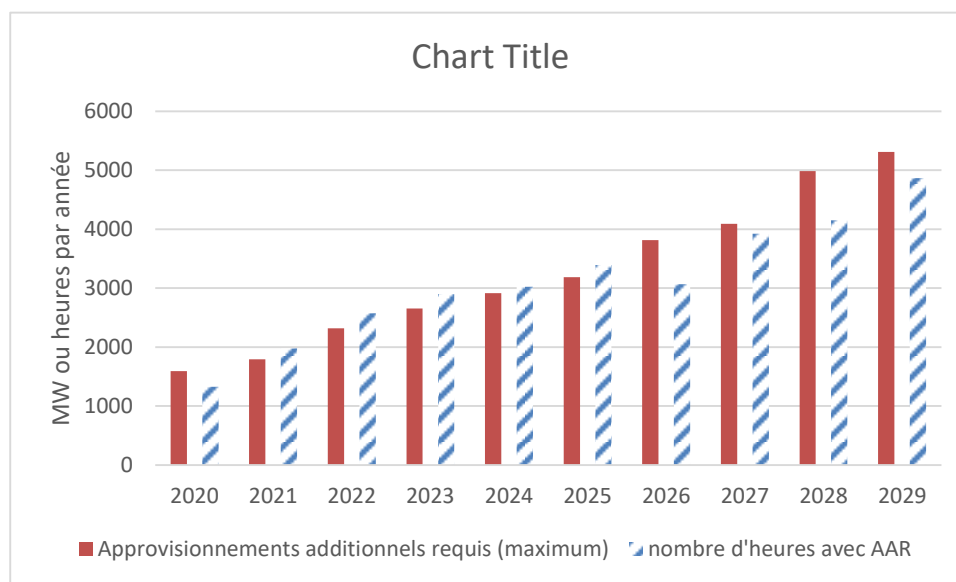
Le Graphique 3 présente cette évolution année par année. Il démontre que, entre 2020 et 2029, la valeur maximale des approvisionnements additionnels requis monte de 1 594 MW en 2020 à 5 309 MW en 2029<sup>5</sup>. Pendant la même période, le nombre d’heures annuelles où des approvisionnements additionnels seraient requis montera de 1 329h en 2020 (15,2 % des heures de l’année) à 4 869h (55,6 % des heures de l’année) en 2029.

<sup>2</sup> Dans ce rapport, j’utilise l’expression « consommation en vertu du tarif CB » pour faire référence à l’ensemble de la consommation pour les fins de minage de cryptomonnaie.

<sup>3</sup> B-0219, p. 5.

<sup>4</sup> R-4110-2019, B-0009, Figures 8.2 et 8.5, pages 66 et 67.

<sup>5</sup> Dans les deux dernières années du Plan, une partie de ces besoins seraient comblés par un appel d’offres à long terme.



**Graphique 3. Approvisionnements additionnels requis, 2020 à 2029<sup>6</sup>**

Étant donné le très grand écart entre les prix d’achats de court terme — surtout pendant les heures de pointe — et le coût moyen des autres approvisionnements, il est important de bien comprendre cet enjeu afin de s’assurer que l’arrivée de ce nouveau type de charge ne crée pas d’effets néfastes sur la clientèle existante. Cela nous permettra également de connaître jusqu’à quel point ces coûts augmenteront si l’obligation d’effacement pendant les 300h de plus grande charge était levée.

Dans cette section, nous présentons une méthode développée au dossier du Plan d’approvisionnement afin d’estimer les coûts d’achats de court terme dans les années à venir (s. 3.2), et les résultats de son application à différents scénarios à l’égard du tarif CB (s. 3.3). Les implications de ces analyses sont discutées à la section 3.4.

### 3.1 Contexte et travaux antérieurs

Dans sa décision au dernier dossier tarifaire, la Régie a ordonné au Distributeur de présenter une méthode pour estimer les coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges.<sup>7</sup> Dans son dossier sur le Plan d’approvisionnement 2020-2029 (R-4110-2019, en cours),

<sup>6</sup> Selon les chiffres de R-4110-2019, B-0083.

<sup>7</sup> D-2019-027, para 329.



le Distributeur présente une méthode basée sur les profils horaires qui, selon mon analyse, ne réussit pas à approximer les coûts réellement évités.<sup>8</sup>

Dans mon rapport d'expertise dans le dossier du Plan d'approvisionnement, j'ai présenté une méthode qui permet d'estimer les coûts évités sur une base horaire, en fonction de la charge horaire (besoins réguliers domestiques, ou BRD) et de l'estimation faite par le Distributeur (selon ses méthodes habituelles) du coût évité pour l'hiver. Se basant sur l'approche utilisée par HQD sur une base saisonnière, cette méthode traite les « coûts évités réels » comme étant égaux au prix moyen des achats de court terme dans une heure où de tels achats ont lieu et, dans les autres heures, au prix de l'électricité patrimoniale.

Les paragraphes qui suivent résument les grandes lignes de cette méthode ainsi que ses résultats.

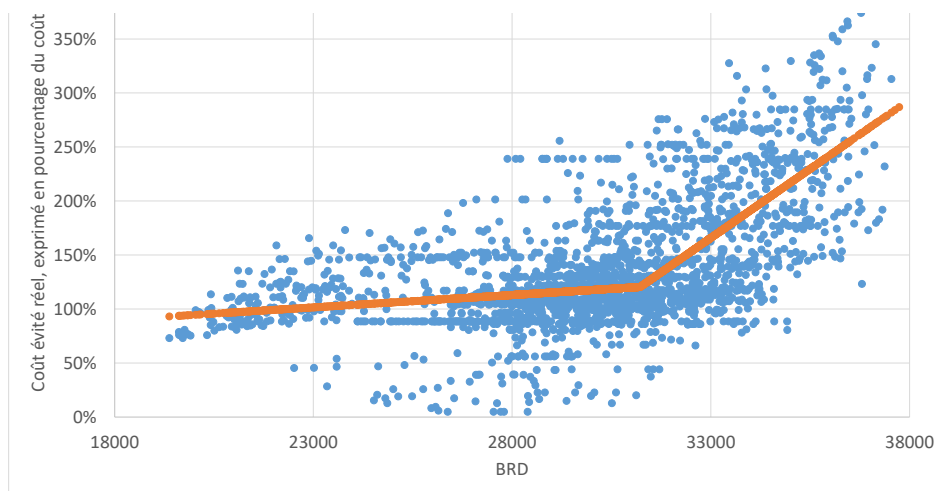
Cette méthode utilise une approche de régression linéaire segmentée afin d'identifier des formules qui permettent de mieux simuler la distribution des coûts historiques d'achats de court terme, en fonction de la charge (BRD) à l'heure précise où l'achat se fait. Afin de comparer les coûts de différentes années, tant au niveau historique que prévisionnel, les valeurs sont exprimées comme multiple du coût évité hivernal, tel qu'établi auparavant par HQD<sup>9</sup>.

Les points bleus au Graphique 4 présentent les prix d'achats de court terme (ACT) pour chacune des heures où de tels achats ont eu lieu pendant les hivers de 2017-18 et 2018-19. La ligne orange présente les valeurs estimées, selon ces formules.

---

<sup>8</sup> R-4110-2019, C-RNCREQ-0019, section 4.2.1.

<sup>9</sup> R-4110-2019, C-RNCREQ-0019. Voir la section 4.3 du rapport pour une explication plus détaillée de cette méthode.



**Graphique 4. Coûts évités réels (hiver 2017-19) et estimés, heures avec ACT seulement**

Cette approche réussit beaucoup mieux que celle proposée par HQD à estimer les conséquences de l’ajout ou du retrait d’un kWh à n’importe quelle heure.

Dans mon rapport sur la première étape du présent dossier, j’ai présenté une première estimation des coûts d’approvisionnements additionnels (les « surcoûts ») qui auraient résulté de l’ajout de 500 MW de consommation pour le minage de cryptomonnaie, avec effacement pendant les heures de plus grande charge.

Maintenant, grâce aux informations rendues publiques dans le Plan d’approvisionnement et aux méthodes précitées, l’estimation des coûts d’approvisionnement selon différents scénarios est devenue à la fois plus aisée et plus fiable. Par ailleurs, le contexte a changé, et ce, de plusieurs façons :

- L’A/O 2019-01 a inscrit seulement 60 MW de charges additionnelles, plutôt que les 300 MW prévus;
- L’applicabilité de l’effacement obligatoire aux consommateurs existants de classe CB est redevenue une question à débattre<sup>10</sup>; et
- Malgré les preuves à la première étape à l’effet que l’effacement pendant les 300h ne causerait aucun inconvénient important à l’industrie du minage de cryptomonnaie<sup>11</sup>, plusieurs intervenants de ce secteur réclament maintenant le retrait de cette obligation d’effacement.

<sup>10</sup> R-4089-2019 et R-4090-2019, [D-2019-078](#), par. 86-87; et [D-2020-026](#), p.8.

<sup>11</sup> [A-0077](#), p. 37, 55 et 106, cités dans [B-0207](#), p. 13, R2.3.

Compte tenu de ce nouveau contexte, la prochaine section compare les coûts d'approvisionnements additionnels qui résulteraient de différents scénarios de minage de cryptomonnaies, avec et sans effacement pendant les 300h de plus grande charge.

### 3.2 La méthode proposée

Afin de simuler les coûts d'achats de court terme futurs, il est important de commencer avec les prévisions de base du Distributeur. Quoique de nombreux chiffriers Excel concernant ses prévisions aient été produits dans le dossier du Plan d'approvisionnement, ils ne sont pas tous concordants. Les données les plus complètes sont de 2021, avec le scénario initial du Plan (300 MW additionnels au tarif CB, suite à l'A/O 2019-01). Selon ce scénario, nous connaissons :

- Les charges horaires, en ordre classé (non chronologique)<sup>12</sup> ;
- Les achats de court terme, en ordre classé (non chronologique)<sup>13</sup> ;
- La puissance totale de Chaînes de blocs (395 MW)<sup>14</sup>;
- L'effacement à la pointe de 375 MW (95% de 395 MW)<sup>15</sup>.

Le Graphique 5 montre la relation entre la charge totale (BRD, la ligne bleue), les Achats de court terme (ACT, ligne rouge) et la consommation de la classe CB, nette de l'effacement (pointillé vert). À gauche de la ligne verticale rouge (920 heures), l'ensemble de la consommation CB vient des ACT (y compris les 300h de plus grande charge, où la consommation CB est seulement de 20 MW). À droite de la ligne verticale verte (un total de 6 781 heures), la consommation CB vient exclusivement de l'électricité patrimoniale. Entre les deux lignes, une partie décroissante de la consommation CB vient des ACT, et le reste du patrimonial.

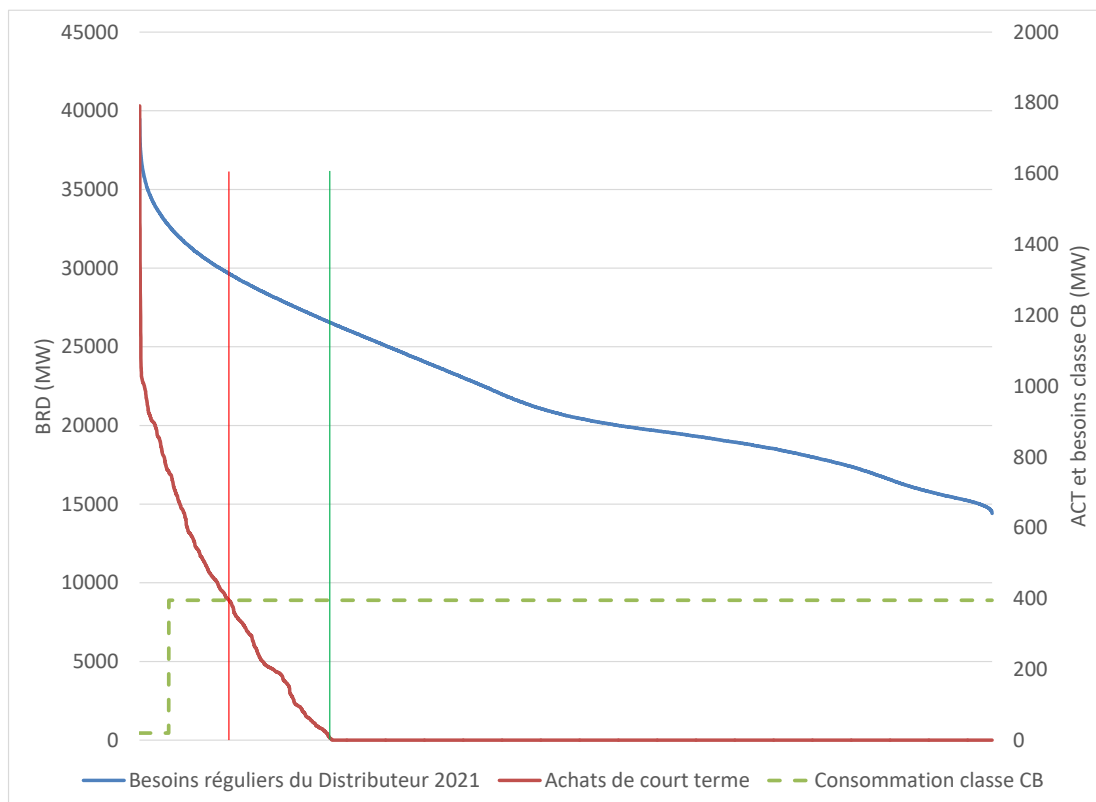
---

<sup>12</sup> R-4110-2019, B-0011, BRD (premier onglet).

<sup>13</sup> Ibid., deuxième onglet.

<sup>14</sup> R-4110-2019, B-0007, Tabl. 2.4, p. 32. Les 395 MW sont pour l'année 2020-2021; le chiffre augmente à 718 MW pour 2021-22. Nous utilisons le premier chiffre, qui équivaut à la présomption que l'augmentation en 2021-22 se fait après le 1<sup>er</sup> janvier 2022.

<sup>15</sup> R-4110-2019, B-0009, Tab. 3.2, p. 18.

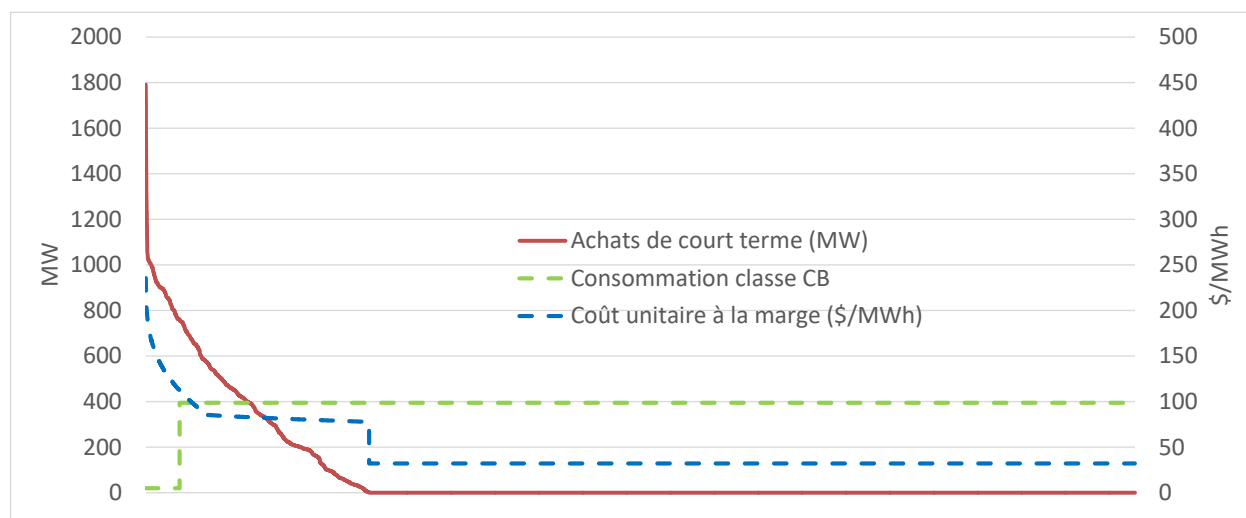


**Graphique 5. Achats et court terme et consommation aux tarifs CB**

Étant donné que l’analyse se fait entièrement en fonction des puissances classées, il n’est pas nécessaire de s’interroger quant à probabilité que l’électricité patrimoniale soit suffisante pendant une heure donnée. Pour chaque heure où il y a de l’ACT, le coût unitaire est calculé selon la formule mentionnée ci-dessus, développée dans le cadre du Plan d’approvisionnement. En présumant que la consommation de classe CB est à la marge<sup>16</sup>, cela permet de calculer, pour chaque heure, les coûts d’approvisionnements occasionnés par les consommateurs de cette classe tarifaire.

Le Graphique 6 superpose sur ces lignes le coût unitaire à la marge (pointillé bleu), qui est égal au coût unitaire de l’ACT (selon la méthodologie précédemment décrite), lorsqu’il y en a, et autrement au prix de l’électricité patrimoniale. Remarquons que la période d’effacement (les 300h de plus grande charge) tombe précisément aux moments où le coût unitaire à la marge est le plus élevé — au-delà de 400\$/MWh.

<sup>16</sup> À ce sujet, voir la section **Error! Reference source not found..**



**Graphique 6. Achats et court terme (volume et coût unitaire) et consommation aux tarifs CB**

Ce dernier constat suggère que l’élimination de l’obligation d’effacement pourrait avoir des répercussions importantes sur les coûts d’approvisionnements supportés par l’ensemble de la clientèle. Afin d’investiguer ces répercussions, nous avons répété le même exercice, avec et sans effacement.

### 3.3 Résultats

#### 3.3.1 Scénario du Plan d’approvisionnement

Dans un premier temps, comparons le coût total d’approvisionnement à la classe CB et son coût unitaire, avec et sans effacement, pour l’année 2021. Le tableau 1 fait état de ces résultats.

**Tableau 1. Coût global et unitaire d’approvisionnements, classe CB**

	395 MW avec effacement	395 MW sans effacement	écart
coût de fourniture de classe CB (M\$)	\$118.6	\$133.0	\$14.4
coût unitaire de fourniture, classe CB (\$/MWh)	\$35.4	\$38.4	\$3.0

On constate que l’élimination de l’obligation d’effacement mènerait, en 2021, à une augmentation de 14,4 M\$ en coûts d’approvisionnement, et à une augmentation du coût unitaire d’approvisionnement pour la classe CB de 3,0 \$/MWh.

Cela dit, il est difficile de saisir l’importance de ces chiffres sans les mettre en contexte.

Dans un premier temps, il faut distinguer les consommateurs CB de moyenne puissance (« CB-MP », équivalent à la classe M) de ceux de grande puissance (« CB-GP », équivalent à la classe LG). Parmi les 60 MW de classe CB octroyés suite à l’A/O 2019-01, 83% des mégawatts alloués étaient dans des projets

de 5 000 kW ou plus (grande puissance), et le reste à moyenne puissance. Nous utilisons donc ce ratio pour les analyses qui suivent.

Regardons d'abord les revenus produits par les ventes aux consommateurs CB et les coûts d'approvisionnement que s'y appliquent. Le Tableau 2 montre que, dans tous ces cas, les revenus excèdent les coûts d'approvisionnement. Les coûts d'approvisionnement comptent pour 48% (ou 63%, sans effacement) des revenus additionnels pour la classe CB-MP, et pour 56% (73% sans effacement) pour la classe CB-GP.

**Tableau 2. Revenus et coûts d'approvisionnement, classe CB (2021)**

2021	395 MW avec effacement	395 MW sans effacement
<b>Classe CB-MP (MW)</b>	<b>66</b>	<b>66</b>
revenues (\$M)	\$34.2	\$34.9
coût de fourniture (\$M)	\$16.5	\$22.1
ratio	48%	63%
<b>Classe CB-GP (MW)</b>	<b>329</b>	<b>329</b>
revenues (\$M)	\$149.0	\$152.2
coût de fourniture (\$M)	\$82.9	\$110.9
ratio	56%	73%

Cela dit, il importe de se rappeler que les coûts d'approvisionnement ne constituent qu'une partie des coûts de service. Selon l'analyse du coût de service de 2018 (la dernière année pour laquelle ces chiffres détaillés sont disponibles), les ratios entre le coût d'approvisionnement et les revenus pour les classes M et LG sont respectivement de 44 % et 63 %, comme l'indique le **Tableau 3**<sup>17</sup>.

**Tableau 3. Proportion de revenus attribuable aux achats d'électricité, Classes M et LG**

	Achats d'électricité	Revenus	ratio
<b>Classe M</b>	\$1,130	\$2,561	44%
<b>Classe LG</b>	\$340.5	\$539	63%

Ainsi, pour la classe CB-MP en 2021, selon le scénario du Plan d'approvisionnement, les fournitures comptent pour 48 % ou 63 % des revenus (avec et sans effacement, respectivement), tandis que, pour la classe M, ils ne comptent que pour 44 % des revenus.

**Cette comparaison démontre que, dans ce scénario, les coûts d'approvisionnement pour la classe CB-MP comptent pour une partie plus importante des revenus que le font les coûts d'approvisionnement pour la classe M. Cela signifie que les consommateurs de classe CB-MP contribuent moins aux coûts de transport, de distribution et des services à la clientèle que le font les**

---

<sup>17</sup> R-4011-2017, B-0045, p. 7 (Tableau 1) et p. (Tableau 9A).

**consommateurs réguliers de classe M. Il en résulte donc un « coût additionnel » ou « surcoût » pour le Distributeur, qui serait supporté inévitablement par les autres consommateurs.**

Le Tableau 4 quantifie ces surcoûts, en comparant le coût d'approvisionnement estimé pour chacune des deux classes CB à celui d'une consommation équivalente aux tarifs réguliers.

Sans effacement, le coût d'approvisionnement est plus élevé pour les tarifs CB qu'il ne l'est pour les tarifs réguliers, tant pour CB – MP que pour CB – GP. Toutefois, pour le tarif CB – GP avec effacement, le coût d'approvisionnement est moins élevé que le coût d'approvisionnement du tarif régulier. Cela reflète le fait que, dans cette catégorie, le nombre d'heures durant lesquelles l'électricité patrimoniale est à la marge est plus que suffisant pour contrebalancer prix plus élevés des achats de court terme affectés.

En prenant ensemble les deux catégories tarifaires, on constate une réduction de coûts de 11,5 M\$ avec effacement, mais un surcoût de 19,7 M \$ sans effacement. En comparant ces deux résultats, on constate **un coût additionnel de 31,2 M \$ si l'effacement n'est pas requis.**

**Tableau 4. Coûts d'approvisionnements additionnels, classes CB avec et sans effacement (2021)**

2021	395 MW avec effacement	395 MW sans effacement
<b>Classe CB-MP (MW)</b>	<b>66</b>	<b>66</b>
revenues (\$M)	\$34.2	\$34.9
coût de fourniture selon classe M (\$M)	\$15.1	\$15.4
coût de fourniture, Classe CB-MP (\$M)	\$16.5	\$22.1
coût additionnel (réduction de coûts)	\$1.5	\$6.7
<b>Classe CB-GP (MW)</b>	<b>329</b>	<b>329</b>
revenues (\$M)	\$149.0	\$152.2
coût de fourniture selon classe L (\$M)	\$94.1	\$96.1
coût de fourniture, classe CB-GP (\$M)	\$82.9	\$110.9
coût additionnel (réduction de coûts)	-\$11.2	\$14.8
<b>coût additionnel (réduction de coûts) total</b>	<b>-\$9.7</b>	<b>\$21.5</b>
<b>coût additionnel de fourniture sans effacement (\$M)</b>	<b>\$31.2</b>	

Rappelons que ces calculs s'appliquent à l'année 2021 uniquement, et se font avec les coûts évités hivernaux prévisionnels du Distributeur de 60,35 \$/MWh pour cette année. Selon le Plan d'approvisionnement, ce coût évité prévisionnel augmente année après année, tel qu'indiqué au Tableau 5<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> R-4110-2019, B-0079, p. 23, Tableau R-62.4.

Tableau 5. Coûts évités prévisionnels (hiver), 2021 à 2025

	Coût évité prévisionnel (hiver)
2021	60.35
2022	64.72
2023	67.43
2024	68.57
2025	70.97

Selon le scénario de base du Plan d'approvisionnement, la charge au tarif CB augmentera à 718 MW de 2022 à 2024, pour diminuer à 669 MW en 2025<sup>19</sup>. Ainsi, de 2021 à 2025 inclusivement, les revenus additionnels et manques à gagner selon ce scénario sont ceux indiqués au Tableau 6<sup>20</sup>.

Tableau 6. Coûts additionnels totaux et actualisés, scénario du Plan d'approvisionnement

	Plan d'appro avec effacement	Plan d'appro sans effacement
2021 (395 MW)	-\$11.5	\$19.7
2022 (718 MW)	\$99.4	\$124.3
2023 (718 MW)	\$85.7	\$107.2
2024 (718 MW)	\$115.7	\$142.2
2025 (669 MW)	\$109.2	\$134.8
Coûts additionnels totaux	<b>\$398.5</b>	<b>\$528.2</b>
Coûts additionnels actualisés	<b>\$316.0</b>	<b>\$421.4</b>
écart dû à l'effacement	<b>\$105.4</b>	

Ce scénario implique donc un coût additionnel total avec effacement de presque 400 M\$ (dollars courants), ou de 306,5 M \$ actualisé pour la période 2021-2025. Sans effacement, les coûts additionnels actualisés montent à 412 M \$. **L'effacement obligatoire permettrait donc de réduire l'impact de l'ajout de ces charges sur la clientèle régulière de 105,4 M \$ (act.)**

**Ces montants sont en sus des coûts identifiés par le Distributeur pour les achats de court et long terme de puissance, ainsi que du devancement du déploiement des moyens additionnels potentiels, estimés par le Distributeur à 135 M\$ pour la période 2020 à 2029<sup>21</sup>.**

---

<sup>19</sup> R-4110-2019, B-0007, p. 32, Tableau 2.4.

<sup>20</sup> Pour des fins de simplicité, ces calculs, et ceux des tableaux similaires plus loin, font l'hypothèse que le nombre de MW en classe CB reste constant pendant les cinq ans.

<sup>21</sup> B-0219, p. 5.



### 3.3.2 Scénario prévu par la décision D-2019-052

La décision de la Régie à l'étape 1 du présent dossier a prévu l'ajout de 300 MW pour un total de 668 MW de consommation sous les classes CB (ou leurs équivalents aux réseaux municipaux), tel que l'indique le Tableau 7<sup>22</sup>.

Tableau 7. Scénario prévu par la décision D-2019-052

	Existants	A/O 2019-01	Totaux
HQD	158	300	458
Réseaux municipaux	210		210
<b>Totaux</b>	<b>368</b>	<b>300</b>	<b>668</b>

Le Tableau 8 présente les détails pour l'année 2025, selon ce scénario.

Tableau 8. Coûts d'approvisionnements additionnels, scénario prévu par la décision D-2019-052 (2025)

2025	668 MW avec effacement	668 MW sans effacement
<b>Classe CB-MP (MW)</b>	<b>111</b>	<b>111</b>
revenues (\$M)	\$57.9	\$59.0
coût de fourniture selon classe M (\$M)	\$25.5	\$26.0
coût de fourniture, Classe CB-MP (\$M)	\$49.4	\$54.3
coût additionnel (réduction de coûts)	\$23.8	\$28.2
<b>Classe CB-GP (MW)</b>	<b>557</b>	<b>557</b>
revenues (\$M)	\$251.9	\$257.4
coût de fourniture selon classe L (\$M)	\$159.1	\$162.6
coût de fourniture, classe CB-GP (\$M)	\$247.3	\$271.9
coût additionnel (réduction de coûts)	\$88.1	\$109.3
<b>coût additionnel (réduction de coûts) total</b>	<b>\$112.0</b>	<b>\$137.6</b>
<b>coût additionnel de fourniture sans effacement (\$M)</b>	<b>\$25.6</b>	

Le Tableau 9 résume les coûts additionnels pour le scénario visé par la décision D-2019-052 pour les années 2021-2025.

<sup>22</sup> référence

Tableau 9. Coûts additionnels totaux et actualisés, scénario prévu par la décision D-2019-052

	668 MW avec effacement	668 MW sans effacement
2021	\$71.4	\$92.5
2022	\$85.6	\$108.6
2023	\$95.1	\$119.2
2024	\$100.2	\$124.7
2025	\$108.9	\$134.4
<b>Coûts additionnels totaux</b>	<b>\$461.3</b>	<b>\$579.5</b>
<b>Coûts additionnels actualisés</b>	<b>\$389.8</b>	<b>\$490.3</b>
<b>écart dû à l'effacement</b>	<b>\$100.5</b>	

On constate que ces manques à gagner sont d'une ampleur considérable, allant jusqu'à 461 M \$ (ou 390 M\$ actualisé) avec effacement, ou 580 M\$ (490 M \$ actualisé) sans effacement. **L'effacement obligatoire permettrait donc de réduire l'impact de l'ajout de ces charges sur la clientèle régulière de 100,5 M \$ (act.)**

### 3.3.3 Scénario tenant compte des résultats de l'A/O 2019-01

Les abonnements au tarif CB résultant de l'appel d'offres A/O 2019-01 ont été significativement moindres que prévu — seulement 60 MW des 300 MW prévus ont été octroyés. Ainsi, au moment actuel, la charge autorisée aux tarifs CB est de 428 MW, comme l'indique le Tableau 10.

Tableau 10. Scénario tenant compte des résultats de l'A/O 2019-01

	Existants	A/O 2019-01	Totaux
HQD	158	60	218
Réseaux municipaux	210		210
<b>Totaux</b>	<b>368</b>	<b>60</b>	<b>428</b>

Le Tableau 11 résume les manques à gagner qui découlent de ces 428 MW.

Tableau 11. Coûts additionnels totaux et actualisés, scénario tenant compte des résultats de l'A/O 2019-01

	428 MW avec effacement	428 MW sans effacement
2021	\$17.2	\$30.3
2022	\$22.5	\$36.7
2023	\$26.5	\$41.4
2024	\$29.2	\$44.4
2025	\$33.0	\$48.8
<b>Coûts additionnels totaux</b>	<b>\$128.4</b>	<b>\$201.7</b>
<b>Coûts additionnels actualisés</b>	<b>\$107.9</b>	<b>\$170.2</b>
<b>écart dû à l'effacement</b>	<b>\$62.3</b>	

Ainsi, en présumant que ces charges sont toutes en service, on prévoit pour les années 2021 à 2025 des coûts additionnels de 108 M \$ (act.) avec effacement obligatoire, ou de 170 M \$ sans effacement. L'élimination de l'effacement obligatoire augmenterait donc les coûts de **62,3 M \$**.

### 3.3.4 Scénario proposé par le Distributeur

Au présent dossier, en plus de reconnaître les résultats de l'A/O 2019-01, le Distributeur propose l'ajout d'un bloc de 40 MW réservé aux clients des Réseaux municipaux. Si cela se réalise, les inscriptions à la classe CB seront de 468 MW, tel qu'indiqué au Tableau 12.

Tableau 12. Scénario proposé par le Distributeur

	Existants	A/O 2019-01	Bloc supplémentaire	Totaux
HQD	158	60		218
Réseaux municipaux	210		40	250
<b>Totaux</b>	<b>368</b>	<b>60</b>	<b>40</b>	<b>468</b>

Ce scénario produit les manques à gagner détaillés au Tableau 13.

Tableau 13. Coûts additionnels totaux et actualisés, scénario proposé par le Distributeur

	468 MW avec effacement	468 MW sans effacement
2021	\$24.5	\$38.8
2022	\$31.3	\$46.9
2023	\$36.1	\$52.5
2024	\$39.3	\$56.0
2025	\$43.9	\$61.2
<b>Coûts additionnels totaux</b>	<b>\$175.0</b>	<b>\$255.4</b>
<b>Coûts additionnels actualisés</b>	<b>\$147.3</b>	<b>\$215.7</b>
<b>écart dû à l'effacement</b>	<b>\$68.4</b>	

Ainsi, on constate que, si la proposition du Distributeur est retenue, le surcoût d'approvisionnement dû au secteur du minage de cryptomonnaie s'élèvera à 147 M \$ en valeur actualisée, même en présumant que l'effacement obligatoire s'appliquera à l'ensemble de ces clients. S'ils sont libérés de cette obligation, les coûts additionnels actualisés monteront à 216 M \$. Cette différence de 68,4 M \$ en valeur actualisée s'ajoute, comme mentionné ci-dessus, aux coûts identifiés par le Distributeur pour les achats de court et long terme de puissance, ainsi que du devancement du déploiement des moyens additionnels potentiels.

### 3.3.5 Le bloc proposé de 40 MW pour les réseaux municipaux

Afin d'identifier les conséquences en termes de coûts d'approvisionnement du bloc de 40 MW proposé pour les réseaux municipaux, on n'a qu'à soustraire les manques à gagner du Tableau 11 de ceux du Tableau 13. Les résultats se trouvent au Tableau 14.

Tableau 14. Coûts additionnels totaux et actualisés, bloc proposé de 40 MW pour les réseaux municipaux

	40 MW avec effacement
2021	\$7.3
2022	\$8.7
2023	\$9.7
2024	\$10.1
2025	\$10.9
<b>Coûts additionnels totaux</b>	<b>\$46.6</b>
<b>Coûts additionnels actualisés</b>	<b>\$39.4</b>

Ainsi, on constate que l'ajout d'un bloc de 40 MW de minage cryptographique aux réseaux municipaux augmente les coûts de 39,4 M \$ (act.). Nous présentons ces chiffres uniquement avec effacement, notre

compréhension étant que l'effacement est exigé pour l'ensemble des contrats de minage de cryptomonnaie auprès des réseaux municipaux.

Soulignons que ces résultats présument que les revenus du Distributeur reflètent l'ensemble des revenus d'énergie et de puissance qu'il aurait touchés si ces charges étaient ces propres clients. Il ne tient donc pas compte des rabais offerts aux réseaux municipaux pour maintenir leurs marges bénéficiaires ni des effets de la facturation minimale auprès des réseaux municipaux, qui peuvent faire en sorte que la facture de puissance du réseau municipal sur certains mois n'augmente pas, malgré l'ajout de charges aux tarifs CB.

### 3.4 Sommaire des résultats

Le Graphique 6 à la page 9 ci-dessus démontre clairement que les coûts d'approvisionnement à la marge pendant les heures de plus grande charge sont beaucoup plus élevés que pendant les autres heures de l'année. Ils sont aussi beaucoup plus élevés que les coûts moyens d'approvisionnement qui font partie des revenus requis.

Le Distributeur prétend que les besoins en énergie pour desservir le tarif CB seraient essentiellement comblés par de l'électricité patrimoniale inutilisée<sup>23</sup>. Cela est vrai pendant un certain nombre d'heures chaque année. Toutefois, ce nombre diminue chaque année, avec la croissance en ampleur et en fréquence des achats de court terme, comme on l'a constaté à la page 3 ci-dessus.

Avec la méthode présentée à la section 3.2, nous avons pu identifier les surcoûts d'approvisionnement directement attribuable aux consommateurs au tarif CB, et ce, selon différents scénarios. Ces surcoûts sont résumés au Tableau 15.

Tableau 15. Coûts d'approvisionnements additionnels, avec et sans effacement (sommaire)

	Bloc dédié selon D-2019-052	Contexte actuel post A/O 2019-01	Bloc de 40 MW (réseaux municipaux)	Proposition actuelle du Distributeur
	(668 MW)	(428 MW)	(40 MW)	(468 MW)
Sans effacement	490.3	170.2	n/a	215.7
Avec effacement	389.8	107.9	46.6	147.3
Écart	100.5	62.3	n/a	68.4

Ainsi, les coûts additionnels actualisés (2021 à 2025) avec effacement obligatoire monteraient à **presque 400 M \$** si l'ensemble du bloc dédié de 300 MW était alloué. Le fait que seulement 60 MW ont été alloué permet de réduire ces coûts additionnels à **108 M \$**. Toutefois, si la proposition de rajouter un bloc de 40 MW pour les réseaux municipaux est retenue, des coûts additionnels de **46,6 M \$** s'ajouteront, pour un total de **147,3 M \$**, correspondant à la proposition actuelle du Distributeur.

Dans tous les cas, l'élimination de l'effacement obligatoire augmente les coûts additionnels. Cette augmentation est de l'ordre de 30% dans les scénarios avec un bloc dédié de 300 MW, et de l'ordre de

<sup>23</sup> B-0040, p. 8, R2.

50 % pour ceux qui tiennent compte des 60 MW suite à l'A/O 2019-01. Dans le scénario proposé par le Distributeur, l'élimination de l'effacement obligatoire augmenterait les coûts d'approvisionnement de **68,4 M \$** (act.).

Rappelons que toutes ces valeurs sont en sus des coûts identifiés par le Distributeur pour les achats de court et long terme de puissance, ainsi que du devancement du déploiement des moyens additionnels potentiels, estimés par le Distributeur à 135 M\$ pour la période 2020 à 2029.

**Cette analyse ayant démontré que les coûts additionnels d'approvisionnement attribuables à la consommation au tarif CB augmentent significativement si l'effacement à la pointe n'est pas requis, je recommande de maintenir l'obligation d'effacement pendant les 300h de pointe.**

**Par ailleurs, étant donné que, même avec l'effacement, les coûts d'approvisionnement additionnels attribuables à la consommation au tarif CB demeurent importants, je recommande à la Régie de considérer une modification de la tarification du tarif CB, telle que décrite à la section Error! Reference source not found. ci-dessous.**

## 4 Domaine d'application du tarif CB

Dans sa décision D-2019-052, la Régie a approuvé les définitions proposées par le Distributeur, selon lesquelles la nouvelle catégorie de consommateurs sera définie comme « l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ».<sup>24</sup>

Elle a également ordonné au Distributeur « de présenter, lors de l'étape 3 du présent dossier, une liste des exclusions pouvant être considérées ainsi qu'une indication des critères pouvant être retenus aux fins de l'examen de futures demandes d'exclusions qui pourraient lui être soumises<sup>25</sup> ». Selon la même décision, la nouvelle catégorie de consommateurs inclura « les clients détenant un abonnement existant ainsi que les clients qui seront retenus au terme du processus de sélection<sup>26</sup> ».

Au présent dossier, plutôt que de présenter une liste d'exclusions, le Distributeur propose de préciser le domaine d'application de cette définition comme suit :

### 7.1 Domaine d'application

Le tarif CB s'applique à un abonnement annuel au titre duquel l'électricité est livrée, en tout ou en partie, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, si la puissance installée destinée à cet usage est d'au moins 50 kilowatts.

---

<sup>24</sup> D-2019-052, para. 106.

<sup>25</sup> Ibid., para. 108.

<sup>26</sup> Ibid., para. 112.

Plus précisément, ce tarif s'applique à un abonnement pour usage cryptographique qui vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération.

... (nos soulignés)

Le Distributeur explique cette modification dans les termes suivants :

Ainsi, le Distributeur propose de préciser que le tarif CB s'applique à un abonnement dont l'électricité est destinée à une technologie employée à des fins de minage ou à des fins de participation au maintien d'un réseau de cryptomonnaie en contrepartie d'une forme de rémunération.

Le Distributeur est d'avis que la majorité des usages cryptographiques non visés par cette précision sont plus pérennes et davantage porteurs de retombées économiques pour le Québec. En effet, les investissements en infrastructure et la main-d'oeuvre nécessaires au développement des applications autres que le minage rendent difficiles les délocalisations fréquentes déjà observées dans l'activité de minage de cryptomonnaie. En procédant de la sorte, le Distributeur s'assure d'une meilleure stabilité de la demande en électricité sur son réseau et d'une utilisation efficiente des investissements requis pour alimenter celle-ci, indépendamment des cours variables des cryptomonnaies<sup>27</sup>.

Cette analyse rappelle la recommandation du RNCREQ à la phase 2 de ce dossier :

**Le RNCREQ recommande donc la définition suivante pour la nouvelle catégorie de clients : « L'activité de minage de cryptomonnaie. Un abonnement est considéré comme étant pour le minage de la cryptomonnaie lorsqu'il alimente du matériel informatique physique principalement dédié à cet usage. »** Une telle définition est également recommandée par les intervenants Cogeco et CREE<sup>28</sup>.

**Je recommande d'accepter la proposition du Distributeur de préciser le domaine d'application des tarifs CB, selon les termes du deuxième paragraphe de l'article 7.1 proposé par le Distributeur.**

## 5 Le seuil de 50 kW

Dans la décision D-2019-052, la Régie ordonne également au Distributeur « de produire et de déposer un suivi annuel concernant l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs dans le cadre des dossiers

---

<sup>27</sup> B-0202, p. 10.

<sup>28</sup> C-RNCREQ-0031, p. 4, para. 13.

tarifaires afin de valider si le seuil de 50 kW est approprié et de préciser s'il doit être maintenu ou modifié, le cas échéant<sup>29</sup> ».

À la présente étape, Le Distributeur propose de maintenir le seuil de 50 kW, en l'intégrant dans sa définition proposée du domaine d'application du tarif CB.

### 7.1 Domaine d'application

Le tarif CB s'applique à un abonnement annuel au titre duquel l'électricité est livrée, en tout ou en partie, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, si la puissance installée destinée à cet usage est d'au moins 50 kilowatts.

Rappelons que la raison d'être du seuil de 50 kW dans la proposition initiale du Distributeur était de permettre des usages cryptographique appliqué aux chaînes de blocs autres que le minage de cryptomonnaies<sup>30</sup>. Ces usages étant maintenant exclus du domaine d'application du tarif CB selon le deuxième paragraphe de la section 7.1, pourquoi maintenir le seuil de 50 kW?

Le Distributeur invoque trois motifs<sup>31</sup> :

- le Distributeur considère que l'usage cryptographique associé au minage de cryptomonnaie est celui qui est le plus susceptible de dépasser ce seuil de puissance;
- ce seuil pourrait permettre un allègement des demandes d'alimentation et de traitements de dossier pour tous les projets d'usage cryptographique; et
- ce seuil permet à toute entité, organisme ou entreprise voulant utiliser l'usage cryptographique de connaître le tarif applicable à leur abonnement.

Le premier motif invoqué est caduc, étant donné que le minage de cryptomonnaie est maintenant le seul usage dans le domaine d'application proposé par le Distributeur. Nous peinons à voir l'utilité du troisième motif, sachant qu'il existe déjà des moyens efficaces de communiquer les informations sur les tarifs, moyens de toute évidence jugés suffisants pour toutes les autres catégories tarifaires.

Concernant le deuxième motif, il est vrai que, si la Régie enlevait le seuil sans aucune autre modification à la structure tarifaire établie lors de l'étape 2 du présent dossier, la consommation à moins que 50 kW deviendrait de la consommation « Autre », facturable à 15 cents/kWh. Cela créerait effectivement des complications et fardeaux importants, et ne constitue aucunement une solution valable.

---

<sup>29</sup> B-0202, para. 114.

<sup>30</sup> B-217, p. 11, R4.1.

<sup>31</sup> B-0207, p. 31, R5.6.



Dans mon rapport à l'étape 2 du présent dossier, j'ai mentionné que, selon des preuves au dossier, une installation de minage de 48 kW (32 machines ASIC) pourrait produire des revenus d'environ 64 000 \$ par année. J'ai recommandé que, plutôt que d'exclure les installations de moins de 50 kW de la définition, il serait plutôt souhaitable :

- a) D'obliger les consommateurs à **déclarer** tout usage cryptographique, même inférieur à 50 kW, et
- b) D'obliger les consommateurs qui font cette activité à petite échelle à s'effacer pendant les heures critiques<sup>32</sup>.

Selon la définition du domaine d'application proposé par le Distributeur, les clients dont la puissance installée est inférieure à 50 kilowatts sont entièrement exclus du domaine d'application du tarif. Le Distributeur ne sera donc pas en mesure de connaître l'ampleur de l'activité de minage de cryptomonnaie dans un circuit de distribution donné, ni d'estimer l'importance de cette activité globalement. De plus, ces clients ne seraient assujettis à aucune obligation de s'effacer à la pointe.

Étant donné que le minage de cryptomonnaie implique un facteur d'utilisation beaucoup plus élevé que les charges ordinaires de moins de 50 kW, il serait probablement utile pour le Distributeur d'en être avisé. De plus, et de manière encore plus importante, il serait dans l'intérêt public que ces clients soient soumis à l'obligation d'effacer leurs activités de minage lors des pointes du réseau. Aucune raison valable pour exempter le minage de petite échelle de cette obligation n'a été soulevée.

Dans ses DDR, la Régie a questionné le Distributeur sur le caractère toujours approprié du seuil de 50 kW. Il ne serait à notre avis pas approprié d'éliminer ce seuil si le résultat était d'assujettir toute activité de minage à petite échelle au tarif dissuasif (traité dans la prochaine section). Il ne nous apparaît toutefois pas non plus approprié que ces activités passent entièrement sous le radar.

Pour solutionner cette problématique, la meilleure solution serait de remplacer le seuil de 50 kW par un tarif CB domestique et agricole, similaire aux tarifs CB moyenne puissance (s. 7.3) et grande puissance (s. 7.4). Comme pour ces deux tarifs déjà prévus, les conditions — à part l'effacement obligatoire — seraient identiques à ceux du tarif D existant.

Le consommateur résidentiel ou agricole qui décide de se dédier au minage de cryptomonnaie aurait donc à déclarer la puissance qu'il entend y dédier, ce qui peut aider le Distributeur dans la planification et le maintien de son réseau. De plus, il deviendrait assujetti aux restrictions d'appels de puissance (s. 7.9) lors de la pointe du réseau applicable à l'ensemble des clients assujettis au tarif CB.

Il est vrai que le Décret 646-2018 indique une préoccupation à ce que les consommateurs d'usage cryptographique aient accès à des solutions tarifaires innovantes visant à encadrer les demandes

---

<sup>32</sup> C-RNCREQ-0023, p. 13.

d'alimentation supérieures à 50 kilowatts. Toutefois, le décret ne semble pas obliger la Régie à exclure les petits consommateurs de ces nouveaux tarifs.

Finalement, si la Régie adopte une tarification particulière pour l'énergie utilisée aux fins de l'usage cryptographique qui vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération, tel que recommandé plus loin dans ce rapport, elle s'y appliquerait également.

**La justification principale du seuil de 50 kW dans la décision D-2019-052 étant caduque, je recommande à la Régie d'éliminer ce seuil de la définition du domaine d'application du tarif CB, et plutôt de créer un tarif CB – D pour les consommateurs au tarif D qui désire participer dans le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération.**

**Subsidiairement, la Régie devrait demander au Distributeur d'exiger aux consommateurs au tarif D de l'informer de toute utilisation de l'électricité aux fins de minage de cryptomonnaie. Le Distributeur devrait ensuite demander explicitement à ces consommateurs de fermer leurs appareils de minage chaque fois qu'une période de restriction est annoncée.**

## 6 Le tarif dissuasif de 15 cents/kWh

Le tarif dissuasif de 15 cents/kWh date du début de ce dossier. Il faisait partie de la proposition initiale du Distributeur, accepté provisoirement par la Régie dans sa décision D-2018-073. Selon cette proposition, l'énergie au tarif M et LG utilisée aux fins cryptographiques appliquées aux chaînes de blocs serait facturée au prix de 15 cents/kWh, sauf pour ceux déjà en service :

3. Le tarif M ou LG, selon le cas, s'applique à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, à l'exception du fait que l'énergie est facturée au prix de 15 cents par kilowattheure.
4. Toutefois, le tarif M ou LG, selon le cas, continue de s'appliquer jusqu'à la fixation par la Régie de l'énergie de nouveaux tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec propres à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs dans les situations suivantes :
  - a. tout abonnement existant, mais uniquement pour la puissance installée déjà en place correspondant à un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs;
  - b. lorsque la capacité disponible pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs au point de raccordement a été confirmée par écrit par Hydro-Québec et acceptée par écrit par le client<sup>33</sup>. (nos soulignés)

---

<sup>33</sup> D-2018-073, pages 6 et 7.

Selon la proposition du Distributeur :

Les abonnements Autres correspondent aux abonnements n'ayant pas été reconnus comme existants ni retenus dans le cadre de l'Appel de propositions.

Par exemple, un client qui aurait fait une demande d'abonnement pour un usage cryptographique en date du 1<sup>er</sup> juillet 2020 serait considéré comme demandant un abonnement Autre. Toute l'énergie consommée par ce client pour son abonnement serait alors facturée au prix de 15 ¢/kWh<sup>34</sup>.

Le Distributeur indique clairement que le tarif de 15 cents/kWh est toujours voué à des fins de dissuasion :

Or, le Distributeur a indiqué que, hormis les 40 MW supplémentaires rendus disponibles aux Réseaux municipaux, sous réserve de l'approbation de la Régie, aucune autre quantité supplémentaire ne serait rendue disponible pour ce secteur en vertu d'un nouvel appel de propositions, notamment. Il a également indiqué que si le prix à 15 ¢/kWh pour la consommation au-delà de ou autre que la consommation autorisée ne devait pas être suffisant pour contrôler la demande dans ce secteur d'activités, il se présenterait en temps opportun à la Régie pour le modifier<sup>35</sup>. (nos soulignés)

Il ajoute :

Toutefois, comme mentionnée dans la décision D-2019-052 de la Régie, une conséquence prévisible d'un prix de 15 ¢/kWh est l'abandon de projets d'usage cryptographique de plus de 50 kW non couvert par une puissance autorisée, ce qui était justement le but recherché. De plus, le Distributeur suppose qu'un abonnement nouvellement assujéti à ce prix, à la suite d'une vérification, ne pourrait continuer ses opérations à ce prix<sup>36</sup>. (nos soulignés)

Selon la proposition actuelle du Distributeur, le seul et unique appel d'offres pour les tarifs CB a déjà eu lieu. Ainsi, même si seulement 60 des 300 MW prévus ont été octroyés, tout usage futur pour des fins de minage de cryptomonnaie serait facturé au prix dissuasif de 15 cents/kWh.

Cette position ne nous apparaît pas compatible avec la décision D-2019-052 dans laquelle la Régie a créé un bloc dédié pour les usages cryptographiques de 300 MW. Ce bloc n'est pas entièrement souscrit, mais il continue d'exister. Sous réserve des modalités à déterminer pour l'allouer, le restant de ce bloc devrait normalement être rendu disponible au tarifs CB, et non au tarif de 15 cents/kWh qui a été conçu comme

---

<sup>34</sup> B-0021, p. 3, R1.1.

<sup>35</sup> B-021Z, p. 3-4, R1.1.

<sup>36</sup> B-0207, p. 22, R3.5.

un tarif dissuasif, n'a jamais été justifié selon la causalité des coûts ou d'autre manière, et ne peut donc être considéré comme un tarif juste et raisonnable.

**Il est donc recommandé que la Régie déclare que le tarif dissuasif ne peut s'appliquer à une consommation à l'intérieur du bloc dédié établi dans la décision D-2019-052.**

La proposition du Distributeur à l'effet que toute demande d'abonnement pour un usage cryptographique ultérieur à l'appel d'offre sera considérée comme un abonnement Autre équivaut en fait à une demande de modifier la taille du bloc dédié déterminé dans la décision D-2019-052. Deux avenues sont possibles face à cette demande : D'une part, la Régie pourrait accepter de modifier la taille du bloc dédié pour qu'elle corresponde aux résultats de l'appel d'offres. La proposition du Distributeur d'appliquer le tarif dissuasif à toute demande ultérieure serait alors valide.

La deuxième avenue est de maintenir le bloc dédié déterminé dans la décision D-2019-052 et de rejeter la proposition du Distributeur quant à l'applicabilité du tarif dissuasif aux nouvelles demandes d'abonnement. Une procédure d'attribution des MW résiduels du bloc devrait alors être établie. Tout dépendant du nombre de demandes, il pourrait s'agir d'une approche « premier arrivé, premier servi », ou d'un second appel d'offre. Ceci dit, l'analyse réalisée à la section 3 démontre que l'attribution du bloc complet entraînerait des coûts d'approvisionnement additionnels de 243 M \$ (avec effacement) ou 275 M \$ (sans effacement) actualisés<sup>37</sup>. Un tel surcoût n'est certes pas compatible avec la préoccupation indiquée par le gouvernement dans le décret no 646-2018 de « permettre la maximisation des revenus d'Hydro-Québec », en plus d'être inéquitable pour le reste de la clientèle.

Compte tenu des résultats de l'analyse réalisée à la section 3 des présentes, la première option serait préférable afin de limiter les surcoûts que la consommation CB est susceptible d'entraîner sur les autres catégories de clients; si la Régie n'a pas l'intention de revisiter l'approche à la tarification retenue en D-2019-052.

Toutefois, si la Régie désire plutôt maintenir le bloc dédié tel que fixé dans ladite décision, il est recommandé qu'elle adopte une approche de tarification à la marge à l'égard des coûts d'approvisionnement pour l'ensemble de la clientèle CB, telle que décrite dans la prochaine section.

## **7 Le traitement à la marge des coûts d'approvisionnement**

Au Tableau 15, nous avons constaté que, si l'ensemble du bloc dédié fixé par la Régie à la décision D-2019-052 était utilisé selon les tarifs CB proposés, l'augmentation des coûts d'approvisionnement serait de presque 500 M \$ (sur 5 ans, actualisé) sans effacement obligatoire, ou de presque 400 M \$ avec effacement obligatoire, comparé à un bloc équivalent aux tarifs réguliers.

---

<sup>37</sup> Les écarts entre la première et la dernière colonne du Tableau 15.

Selon les prévisions, les consommateurs actuels aux tarifs CB créeront des surcoûts de plus que 100 M \$ (avec effacement), et l'ajout de 40 MW proposé pour les Réseaux municipaux rajouterait un autre 47 M \$. Soulignons que ces surcoûts représentent uniquement les coûts d'approvisionnement en énergie, sans tenir compte des coûts additionnels en puissance.

Selon l'approche à la tarification appliquée depuis longtemps par la Régie, l'ensemble des consommateurs partagent au *pro rata* le coût de l'ensemble des approvisionnements. Ainsi, les coûts d'approvisionnement de chaque classe tarifaire incluent la même proportion d'électricité patrimoniale, des achats de long terme et des achats de court terme. Toutefois, rien n'empêche le régulateur d'affecter à une classe tarifaire les coûts d'approvisionnement qu'elle occasionne, s'il le considère la meilleure façon de respecter la causalité des coûts.

Ce rapport analyse les coûts d'approvisionnement qui résultent de la consommation aux tarifs CB à la marge, en y affectant les achats de court terme (lorsqu'il y en a), plutôt qu'une affectation au *pro rata*. Ce traitement serait justifié par les distinctions fondamentales qui existent entre l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc qui vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération, et les multiples usages d'électricité des clients réguliers du Distributeur. À cet égard, celui-ci a identifié les caractéristiques suivantes :

- Il appartient à un secteur d'activités dont la pérennité est incertaine et dont l'évolution de la technologie est rapide ;
- Il est énergivore, et présente un facteur d'utilisation élevé, tout en étant facilement interruptible ;
- Les activités qui y sont associés sont mobiles et le lieu du site d'opération est sans réelle importance ;
- Les charges associées à cet usage peuvent être fractionnées sur plusieurs sites et être déplacées dans d'autres juridictions ;
- Les clients associés à cet usage font des demandes pour des raccordements pour des montées en charge rapides<sup>38</sup>.

L'une de ces particularités, soit le très faible taux d'emplois créés par mégawatt utilisé, est explicitement reconnue dans le décret N° 646-2018, ayant donné naissance au présent dossier.<sup>39</sup>

Généralement, la croissance d'un réseau électrique augmente les coûts pour l'ensemble de la clientèle. Avant la mise en place de la séparation fonctionnelle, les tarifs dépendaient directement des coûts de

---

<sup>38</sup> Voir notamment B-0207, p. 12, R2.3.

<sup>39</sup> Reproduit dans la pièce B-0004, p. 3-6.

production d’Hydro-Québec, et le prochain barrage était toujours plus dispendieux que le dernier. De la même façon, la croissance de la demande a tendance à requérir de nouveaux actifs de transport et de distribution, dont les coûts ne sont pas chargés uniquement aux nouveaux clients qui les rendent nécessaires.

Or, le minage de cryptomonnaie est de toute évidence unique. Dans les mots d’un mineur-entrepreneur bien connu :

*“Mining Bitcoin is about converting electricity into money<sup>40</sup>.”*

Même si l’explosion de la demande prévue pour le minage de cryptomonnaie ne s’est pas (encore?) réalisée, le Distributeur avait raison d’indiquer, en début du dossier, que la nature de l’usage créait la possibilité d’une augmentation énorme de la charge, et ce, en fonction de paramètres (dont notamment le prix de Bitcoin) totalement étrangers à la société québécoise.

À l’instar d’autres entreprises de services publics aux prises avec le même défi, le Distributeur a également conclu, avec raison, qu’afin de desservir cette industrie sans créer des préjudices pour d’autres catégories de consommateurs, des modalités uniques devraient être élaborées.

C’est compte tenu de ce contexte particulier que, dans ses observations au début de ce dossier, le RNCREQ a cité en exemple le tarif créé par la New York State Public Service Commission (NYSPSC) suite à une demande d’urgence de la New York Municipal Power Association (NYMPA), face à de nouvelles charges de minage de cryptomonnaie<sup>41</sup>.

Les réseaux couverts par ce tarif sont les petits réseaux municipaux membres de NYMPA, mais le contexte énergétique est à plusieurs égards similaire à celui du Distributeur. Ces réseaux municipaux bénéficient tous d’une allocation limitée d’hydroélectricité à faible prix, venant des barrages du New York Power Authority. Au-delà de cette allocation, ils doivent acheter de l’électricité sur le marché, à des prix variables, mais en général beaucoup plus élevés. Selon la pratique réglementaire normale, l’arrivée de mineurs de cryptomonnaie dans ces villages et petites villes aurait eu l’effet d’augmenter sensiblement la proportion d’électricité de marché dans leurs approvisionnements, créant une pression à la hausse sur les tarifs.

La solution proposée par NYMPA, et retenue par la NYSPSC afin de protéger les clients de ces coûts additionnels, était d’affecter les achats additionnels de marché directement aux consommateurs de la nouvelle classe tarifaire. En d’autres mots, ils ont choisi de traiter la nouvelle classe tarifaire comme étant à la marge.

---

<sup>40</sup> Alex Liegl, pdg et cofondateur du mineur de bitcoin Layer1, cité dans [Forbes, May 21, 2020](#).

<sup>41</sup> C-RNCREQ-009, pages 6 et 7.

*The energy rates for electric service under this Rider shall be increased per the amount per kWh of the purchased power cost incurred by the Utility to serve all customers under this Rider<sup>42</sup>.*

Rappelons que l'art. 3 du décret 646-2018 précise comme préoccupation à la Régie que les consommateurs visés devraient avoir accès à « des solutions tarifaires innovantes » visant entre autres à « permettre la maximisation des revenus d'Hydro-Québec » et « permettre la maximisation des retombées économiques du Québec en terme de revenus des ventes d'électricité, de retombées fiscales, d'investissement et d'emplois ». Ces préoccupations suggèrent que la socialisation des coûts additionnels d'approvisionnement qui résultent de l'activité de minage de cryptomonnaie n'est pas la meilleure solution.

Lorsque la Régie a pris la décision de fixer « les prix des composantes énergie et puissance qui s'appliquent à toute consommation autorisée dans le cadre de l'octroi du bloc d'énergie ... aux prix des tarifs M et LG en vigueur, selon le cas<sup>43</sup> », elle n'avait pas devant elle une preuve concluante à l'égard des coûts additionnels d'approvisionnement que cette consommation occasionnerait.

Le présent rapport démontre que ces coûts additionnels seront importants. À la lumière de ces conclusions, je suggère respectueusement que l'approche d'une tarification à la marge à l'égard des coûts d'approvisionnement, similaire à celle retenue par la NYSPSC, serait plus appropriée, surtout si la Régie décide de maintenir le bloc dédié de 300 MW. Cette approche permettrait de fixer des tarifs justes et raisonnables pour les clients aux tarifs CB, sans transférer des coûts à des consommateurs d'autres classes tarifaires.

Les sujets identifiés pour l'étape 3 de la phase 1 du dossier ne permettent pas de revenir sur la structure tarifaire établie à l'étape 2. Toutefois, les tarifs applicables aux réseaux municipaux n'ont pas encore été fixés et sont identifiés parmi les sujets de l'étape 3.<sup>44</sup>

**Il est donc recommandé que la Régie adopte une tarification à la marge, à l'égard des coûts d'approvisionnement, pour la consommation CB aux réseaux municipaux.**

Évidemment, pour être équitable, il serait souhaitable que la Régie applique également ce type de tarification à l'ensemble du bloc dédié. Si la Régie décide de réduire le bloc dédié de 300 MW à 60 MW, comme semble implicitement proposer le Distributeur, cela permettrait d'éviter une subvention croisée de 170 M \$ actualisés (sans effacement) ou de 108 M \$ (avec effacement).

---

<sup>42</sup> C-RNCREQ-008, page 2.

<sup>43</sup> D-2019-052, para. 10.

<sup>44</sup> D-2020-026, p.8.

Ce rapport a démontré que, si le bloc de 300 MW est maintenu avec les conditions tarifaires fixées à la décision D-2019-052, la subvention croisée montera à 490 M \$ actualisés (sans effacement) ou de 390 M \$ (avec effacement), en faveur des consommateurs aux tarifs CB. Je recommande donc que, si la Régie maintient le bloc dédié à 300 MW, elle modifie la tarification des tarifs CB afin d'éviter une telle subvention croisée si importante.

**Plus précisément, je recommande que la partie énergie des tarifs CB – MP et CB – GP soit fixée sur la base de l'énergie réellement acquise afin de desservir ces clientèles. Ces coûts seraient estimés en avance, mais seraient assujettis à un compte réglementaire (type *pass-on*), qui assurerait que les coûts réels encourus leur soient affectés.**

Pour tenir compte de cette recommandation, si la Régie le juge valable, il faudra probablement ajouter une étape au dossier afin de l'étudier en détail.