D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2019-127	R-4060-2018	21 octobre 2019

PRÉSENTS :

Sylvie Durand
François Émond
Nicolas Roy
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants et observateurs dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

Demande relative à l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques

Demanderesse :

Hydro-Québec
représentée par M^es^ Joelle Cardinal et Jean-Olivier Tremblay.

Intervenants :

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)
représenté par M^e^ Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE)
représentée par M^es^ Émilie Gaumond et André Turmel;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)
représentée par M^es^ Émilie Gaumond et André Turmel;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)
représenté par M^e^ Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)
représenté par M^e^ Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)
représentée par M^e^ Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ)
représentée par M^e^ Jean-Philippe Fortin.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 5

2. CONTEXTE DE LA DEMANDE 6

3. CADRE ET TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRES 8

3.1 Position du Distributeur 9

3.2 Position des intervenants 13

3.3 Opinion de la Régie 15

4. SERVICE PUBLIC DE BRCC 25

4.1 Le Projet 25

4.2 Analyses économiques et financières 31

4.3 Position des intervenants 37

5. SUIVIS RELATIFS À LA DEMANDE 48

6. CRÉATION D'UN COMPTE D'ÉCARTS ET DE REPORTS 51

DISPOSITIF 54

1. INTRODUCTION

[1] Le 17 août 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative à l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques (la Demande)[1]. Cette Demande est présentée en vertu des articles 31, al. 1 (1°), 49, 52.1 et 52.1.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[2] (la Loi).

[2] Le 21 novembre 2018, par sa décision D-2018-166[3], la Régie détermine le cadre d'examen du dossier et demande au Distributeur de déposer une preuve complémentaire. Elle y traite des demandes d'intervention, des budgets de participation et de l'échéancier de traitement du dossier. Elle y autorise, de façon provisoire, la création d'un compte d'écarts et de reports (CÉR), hors base de tarification et portant intérêt, permettant la comptabilisation des coûts du projet d'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques encourus à partir du 21 novembre 2018.

[3] Les 14 janvier et 4 mars 2019, la Régie transmet deux demandes de renseignements au Distributeur, auxquelles ce dernier répond les 6 février et 18 mars 2019, respectivement[4].

[4] L'audience a lieu du 8 au 12 avril et le 29 avril 2019.

[5] Le 11 avril 2019, la Régie rejette la demande de reconnaissance du statut de témoin expert de monsieur Brian Horii, de la firme *Energy Environnemental Economics inc.* (E3), présentée par le Distributeur[5].

[6] Le 3 mai 2019, le Distributeur dépose sa réponse à une question formulée lors de l'audience du 29 avril 2019[6]. La Régie entame alors son délibéré.

---

1 Pièce B-0002.
2 RLRQ, c. R-6.01.
3 Décision D-2018-166.
4 Pièces B-0014 et B-0032.
5 Pièce A-0030, p. 169 à 171.
6 Pièce B-0054.

[7] La présente décision porte sur le fond de la Demande[7]. Elle établit, notamment, les revenus requis relatifs à la mise en place et à l'exploitation d'un réseau de bornes de recharge rapide à courant continu (BRCC) pour l'année 2019. Elle comporte également la décision finale sur la demande d'autorisation de créer un CÉR.

2. CONTEXTE DE LA DEMANDE

[8] Le Distributeur demande l'établissement de la juste valeur des actifs et la détermination des montants globaux des dépenses nécessaires à la mise en place et à l'exploitation d'un réseau de BRCC à travers tout le Québec, sur une période de 10 ans (le Projet). Il prévoit avoir mis en place 1 580 BRCC au terme du Projet.

[9] Plus spécifiquement, le Distributeur formule les demandes suivantes :

> « *ACCUEILLIR la présente demande pour l'année 2019, selon la preuve du Distributeur;*
>
> *ÉTABLIR la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation du service public de recharge pour véhicules électriques selon la preuve du Distributeur;*
>
> *DÉTERMINER les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques selon la preuve du Distributeur;*
>
> *ACCORDER au Distributeur l'autorisation de créer, à compter de la date de la présente demande, un compte d'écarts et de reports, hors base de tarification et portant intérêt, pour y comptabiliser tous les coûts ayant un impact sur ses revenus requis associés au service public de recharge rapide pour véhicules électriques qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun, en considérant le mécanisme de réglementation incitative applicable au Distributeur* »[8].

---

7 Pièce B-0002, p. 3.
8 Pièce B-0002, p. 3 et 4.

[10] Le Projet s'inscrit dans le cadre de la mise en oeuvre de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec (la Politique énergétique 2030) et constitue un élément majeur contribuant à l'atteinte des objectifs en matière de décarbonisation du Québec en soutenant l'accélération de la croissance du nombre de véhicules électriques (VÉ) en usage au Québec à moyen et long termes.

[11] Selon le Distributeur, le Projet favorisera l'accroissement du parc de VÉ au Québec, conformément à la Politique énergétique 2030[9]. En effet, le gouvernement du Québec (le Gouvernement) vise la présence de 100 000 nouveaux véhicules entièrement électriques (VEÉ) et de véhicules hybrides rechargeables (VHR) sur les routes du Québec d'ici 2020. La cible gouvernementale à l'horizon 2026 est de 300 000 VÉ au Québec et d'un million de VÉ en 2030, soit 20 % de la totalité des véhicules légers vendus ou loués[10].

[12] Le Gouvernement indique également vouloir s'assurer que les ménages qui opteront pour des VÉ pourront compter sur des bornes de recharge en nombre suffisant dans les lieux publics et le long des grands axes routiers partout sur le territoire.

[13] Ainsi, pour favoriser l'atteinte de ces objectifs, l'Assemblée nationale adoptait, en juin 2018, la *Loi favorisant l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques*[11] (la Loi 25), en intégrant aux revenus et aux charges du Distributeur les sommes associées à la mise en place de l'infrastructure nécessaire à l'implantation d'un tel service[12].

[14] Le Distributeur fait également valoir que le Projet, en plus d'être à l'avantage de l'ensemble de la clientèle grâce à un accroissement des ventes d'électricité et de permettre l'accroissement des VÉ sur les routes du Québec, n'exerce pas de pression à la hausse sur ses tarifs.

[15] Enfin, le Gouvernement, via Transition énergétique Québec, a aussi mis en place des mesures favorisant le transport électrique individuel, telles que le programme de subvention à l'achat d'un VÉ *Roulez vert* et le programme *Branché au travail* qui encouragent l'installation de bornes de recharge dans les entreprises[13]. L'électrification des

---

9 Pièce B-0004, p. 18.
10 Pièces B-0004, p. 7, et A-0023, p. 185 à 187.
11 2018, c. 25.
12 Pièce B-0004, p. 8.
13 Pièce B-0004, p. 8; Budget 2019-2020, Plan budgétaire 2019-2020, p. E.16.

transports fait également l'objet d'investissements du gouvernement fédéral, puisque ce dernier a annoncé, en 2018, un investissement de 120 M$ destiné à agrandir le réseau de postes de recharge et de ravitaillement pour véhicules électriques ou à carburants de remplacement au Canada[14]. Le Distributeur souligne que le Projet devrait, sous certaines conditions, être éligible à l'obtention d'une aide financière du gouvernement fédéral, par l'entremise de son ministère des Ressources naturelles. Cette aide pourrait s'élever à 3,7 M$, pour la période 2018-2020[15].

3. CADRE ET TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRES

[16] La Demande s'inscrit dans un nouveau contexte réglementaire découlant de l'adoption de la Loi 25 qui vient modifier la Loi par l'ajout de l'article 52.1.2 :

> « *52.1.2 Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif suivant l'article 52.1, la Régie tient compte des revenus requis par le distributeur d'électricité pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques visé à l'article 22.0.2 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5).*
>
> *Ces revenus sont déterminés par la Régie en tenant compte notamment de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation d'un tel service public, des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation de ce service et des revenus d'exploitation qu'en perçoit le distributeur d'électricité.*
>
> *La Régie tient également compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret* ».

[17] Elle prévoit aussi, par l'insertion du nouvel article 22.0.2 dans la *Loi sur Hydro-Québec*[16], que « [l]*e gouvernement fixe par règlement les tarifs d'utilisation d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques établi par la Société* ».

---

14 Pièce B-0004, p. 10.
15 Pièce B-0004, p. 20.
16 RLRQ, c. H-5.

[18] Dans sa décision D-2018-166[17], la Régie note que la Demande découle des modifications législatives apportées par la Loi 25 et constate que sa juridiction est modifiée. Jugeant devoir examiner l'effet du changement législatif sur l'exercice de sa compétence tarifaire, elle demande au Distributeur de clarifier sa position à l'égard de la nature réglementaire de l'activité visant l'exploitation d'un réseau public de BRCC, des actifs liés au Projet et du traitement comptable demandé pour ces coûts.

3.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[19] Le Distributeur soutient que l'amendement législatif introduit par la Loi 25 s'insère harmonieusement dans l'ensemble des dispositions tarifaires de la Loi[18].

[20] À son avis :

> « […] *L'article 52.1.2 nouvellement introduit à la LRÉ définit un régime réglementaire ayant ses caractéristiques propres et visant spécifiquement l'exploitation du service public de recharge rapide de VÉ au Québec. Conformément à ce nouveau cadre, les revenus requis associés à l'exploitation du service public de recharge rapide pour les VÉ doivent faire l'objet d'une détermination par la Régie.*
>
> […]
>
> *Le Distributeur souligne par ailleurs que, malgré l'approbation des montants globaux par la Régie dans le cadre du présent dossier, un suivi quant aux dépenses nécessaires pour l'exploitation du service sera fait à chaque année, et ce, dans le cadre de son dossier tarifaire. Aussi, même si l'étape d'autorisation préalable d'investissements en vertu de l'article 73 de la LRÉ ne trouve pas application, la Régie bénéficiera d'une information adéquate pour déterminer les revenus requis associés à l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ.*
>
> *Ainsi, dans le dossier tarifaire annuel du Distributeur, la Régie déterminera les revenus requis pour l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ. Ceux-ci comprendront toutes les dépenses associées au Projet, notamment les charges d'exploitation et d'amortissement. La Régie tiendra conséquemment*

---

17 Décision D-2018-166.
18 Pièce B-0049, p. 3.

> *compte de l'ensemble de ces coûts dans la fixation des tarifs de distribution d'électricité* »[19]. [les notes de bas de page ont été omises]

[21] Il soumet que l'exploitation d'un service public de recharge rapide pour VÉ n'est pas une activité de distribution d'électricité au sens de l'article 52.1 de la Loi. Par ailleurs, il note que le service de recharge pour VÉ existe déjà au Québec et ne fait pas partie de son droit exclusif de distribution d'électricité ou de celui des réseaux municipaux ou privés d'électricité.

[22] La Demande ne se rapporte pas à des « *actifs destinés à la distribution d'électricité* » et ne concerne pas non plus une modification au réseau de distribution, situation qui nécessiterait alors une autorisation de la Régie. Le Distributeur affirme qu'aucune autorisation n'a à être donnée par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi, car aucun des paragraphes 1° à 4° de son alinéa 1 n'est applicable à l'exploitation d'un service public de recharge rapide pour VÉ. À cet effet, il soutient que la Régie ne doit pas se prononcer sur l'autorisation d'un programme ou d'un investissement en vertu de l'article 73 de la Loi, mais plutôt sur la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation d'un service public de recharge rapide pour les VÉ, de même que sur les montants globaux de dépenses nécessaires pour l'exploitation de ce service[20].

[23] Toutefois, il précise :

> « *Quoiqu'il ne s'agisse pas d'une activité réglementée au sens où la Régie n'en fixe pas les tarifs, le Distributeur considère néanmoins que l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ est une activité réglementée puisque la Régie doit tenir compte de l'ensemble des revenus et dépenses y afférents dans la fixation des tarifs de distribution d'électricité. Ceux-ci concernent notamment la juste valeur des actifs que la Régie estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation d'un tel service public, les montants globaux qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de prestation de ce service, de même que les revenus d'exploitation qu'en perçoit le Distributeur.*
>
> *Ainsi, puisque le Distributeur considère ce service comme une activité réglementée et qu'il est le propriétaire des actifs associés au Projet, ces derniers sont inclus dans sa base de tarification. En conséquence, le Distributeur est d'avis qu'il n'est*

---

19 Pièce B-0009, p. 7.
20 *Ibid.*

> *pas requis de répertorier de façon distincte dans son système comptable les dépenses associées aux actifs du Projet* »[21].

[24] Selon le Distributeur, « *l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques* »[22] est distincte de celle liée à « *l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* »[23] et, en conséquence, les revenus requis afférents à ces activités sont aussi distincts. Toutefois, il précise que lorsqu'elle fixe les tarifs de distribution d'électricité, la Régie doit tenir compte des revenus requis pour l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ[24].

[25] Enfin, il soutient que la Régie ne fixe pas les tarifs de ce service et en conclut qu'il ne s'agit donc pas d'une activité réglementée au sens où la Régie n'en réglemente pas les tarifs :

> « *C'est certain qu'il s'agit ici d'ajouter des actifs, j'aimerais dire d'ajouter des actifs au réseau, mais il n'est pas prévu d'élargir la définition de réseau de distribution dans le contexte législatif actuel.*
>
> *Donc, on ajoute des actifs à notre base de tarification sans qu'ils deviennent pour autant des actifs de distribution, mais pour le Distributeur, c'est une activité qui va contrôler de bout en bout là, de l'installation jusqu'à l'exploitation, puis l'entretien et la maintenance* »[25]. [nous soulignons]

[26] Considérant ce qui précède, le Distributeur affirme que l'inclusion des revenus requis associés aux actifs du Projet à sa base de tarification est ainsi expressément prévue par l'amendement législatif de la Loi, soit l'article 52.1.2[26].

---

21 Pièce B-0014, p. 4.
22 Article 52.1.2 de la Loi.
23 Articles 52.1 et 52.3 de la Loi.
24 Pièce B-0009, p. 6.
25 Pièce A-0028, p. 32 et 33.
26 Pièce B-0049, p. 5.

[27] À cet égard, il réfère la Régie au témoignage de Mme Stéphanie Caron :

> « *Il reste qu'il s'agit d'un projet d'investissements et quand on demande à la Régie d'établir la juste valeur des actifs et les montants globaux qui découlent de l'exploitation du réseau et de l'installation de ces actifs-là, ça se situe dans une perspective de est-ce que le projet que l'on propose est le projet adapté à l'atteinte des objectifs que l'on vise. Est-ce que les coûts que l'on envisage apparaissent raisonnables à la Régie, est-ce que le mode de déploiement, que ce soit en termes géographiques ou en termes de rythme apparaît raisonnable.*
>
> *Ce sont les questions sur lesquelles la Régie se* [penche] *dans le cadre de cette demande et il y a un montant qui est estimé à à peu près de cent vingt millions de dollars (120 M) pour ce projet-là, puis c'est des investissements qui seront suivis année après année par la Régie et elle pourra évaluer si on s'en tient au plan qu'on lui avait annoncé dans les grandes lignes et si on déploie même le nombre de bornes qui était encore une fois dans les grandes lignes, pas à la borne près, qui était annoncé dans le projet* »[27].

[28] Le Distributeur soutient finalement que le cadre législatif mis en place exige qu'il assure un service public de recharge rapide pour les VÉ. À son avis, c'est donc uniquement l'ampleur de ce service public qui fait l'objet de la Demande. Cela étant, il fait valoir que la Régie doit tenir compte des revenus requis de ce service en reconnaissant la juste valeur des actifs et des montants globaux des dépenses nécessaires à la mise en place et à l'exploitation du réseau public de BRCC qu'il a l'obligation de déployer[28].

[29] En réponse à une interrogation de la Régie, le Distributeur précise comment il entrevoit le traitement réglementaire des coûts du Projet, s'il devait en être propriétaire ou si la propriété du réseau public de BRCC devait être maintenue par la Direction électrification des transports[29].

---

27 Pièce A-0028, p. 34 et 35.
28 Pièce B-0049, p. 6.
29 Pièce B-0054.

[30] Par ailleurs, dans le cadre du mécanisme de réglementation incitative (MRI) en vigueur, le Distributeur précise que les revenus de recharge aux bornes ou à domicile feront l'objet d'une prévision annuelle, lors des dossiers tarifaires. Toutefois, il ajoute les éléments suivants :

> « […] *Ainsi, les revenus de recharge aux bornes, correspondant aux Frais de recharge, seront présentés distinctement à la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité* [note de bas de page omise] *tandis que les revenus de recharge à domicile seront intégrés dans les prévisions des ventes du Distributeur et ne pourront faire l'objet d'un suivi distinct.*
>
> *Les coûts d'approvisionnement liés aux recharges, quant à eux, seront intégrés dans les prévisions d'approvisionnement du Distributeur et ne pourront également faire l'objet d'un suivi distinct.*
>
> *Les autres coûts découlant du déploiement des BRCC, soit les charges d'exploitation, l'amortissement, la taxe sur les services publics, les frais financiers et le rendement sur les capitaux propres, font partie de l'enveloppe globale de coûts couverts par la Formule d'indexation dans le contexte du MRI et ne seront donc pas traités de façon spécifique dans les dossiers tarifaires* »[30].

3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[31] L'AQCIE et la FCEI soumettent que la Régie doit tenir compte des revenus requis du réseau de BRCC dans le revenu requis du Distributeur. Selon elles, cela implique, ultimement, que les actifs visés seront versés à une base de tarification. Cependant, pour permettre l'intégration d'un actif qui n'est pas lié au réseau de distribution et l'impératif de l'inclure à une base de tarification, elles proposent de considérer un mode de réglementation hybride et de créer une seconde base de tarification « *réglementée* », mais contenant les actifs qui ne sont pas des actifs de distribution, pour maintenir les actifs du réseau de BRCC isolés de la base de tarification du Distributeur[31].

---

30 Pièce B-0014, p. 4 et 5.
31 Pièce A-0031, p. 167 à 169.

[32] Le ROEÉ fait valoir, compte tenu de l'ensemble du dossier, que l'implantation par Hydro-Québec d'un service de recharge rapide partout au Québec laisse supposer qu'il s'agit d'une activité de distribution de l'électricité réglementée qui est visé par l'article 62 de la Loi. À son avis, si tel est le cas, les immobilisations pour ce service seraient sujettes à l'approbation de la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

[33] Selon SÉ-AQLPA, la livraison d'électricité par Hydro-Québec à un client automobiliste dans une borne de recharge rapide constitue une activité de distribution d'électricité. L'intervenant fait valoir qu'il n'est pas rare que des services connexes du Distributeur soient livrés par lui-même sans qu'il en ait l'exclusivité.

[34] Subsidiairement, l'intervenant est d'avis que même si la livraison d'électricité par Hydro-Québec à un client automobiliste dans une borne de recharge rapide ne constitue pas initialement une activité de distribution d'électricité, elle l'est devenue par l'introduction de l'article 52.1.2 de la Loi.

[35] L'UC est d'avis que la Demande est soumise dans un contexte factuel et juridique nouveau et exceptionnel. Selon l'intervenante, l'article 52.1.2 se démarque des autres articles et de l'esprit général de la Loi. En effet, il impose de prendre en considération, dans les revenus requis du Distributeur, sous réserve de l'examen de la Régie du caractère prudent et utile, des actifs et des dépenses non réglementés, qui ne relèvent pas de ses activités de distribution d'électricité habituelles et réglementées et pour une activité pour laquelle il ne détient pas de monopole. L'UC soutient que la Régie doit faire une interprétation prudente de cette nouvelle disposition de la Loi.

[36] L'UC soumet que la démonstration de prudence et d'utilité des investissements requis et du Projet pouvant être inclus aux revenus requis doit être complétée dès à présent car, comme le souligne le Distributeur, le Projet n'est pas assujetti à l'article 73 de la Loi, ne serait pas une activité réglementée et n'est pas utile pour assurer l'exploitation du réseau.

[37] De son côté, l'UMQ note que les autorités citées par la Régie en audience démontrent que les travaux entamés par d'autres régulateurs canadiens indiquent que l'exploitation de réseaux de BRCC n'est pas une activité réglementée, en vertu de leur loi habilitante respective, et qu'elle échappe vraisemblablement à leur juridiction, telle que

définie actuellement[32]. Elle s'interroge sur les conséquences de l'incertitude quant à la compétence de la Régie à l'égard du réseau de BRCC.

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

Principes d'interprétation juridique

[38] Avant d'examiner la Demande, la Régie doit interpréter la portée du nouvel article 52.1.2 de la Loi et se prononcer sur son effet dans l'exercice de sa compétence, en se basant sur les grands principes pertinents d'interprétation juridique.

[39] Essentiellement, les tribunaux appliquent la méthode moderne d'interprétation législative et reprennent à leur compte la synthèse des différents principes classiques d'interprétation dans l'expression consacrée du professeur Driedger[33] :

> « *Aujourd'hui, il n'y a qu'un seul principe ou solution : il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur* ».

[40] À maintes reprises, la Cour suprême du Canada a affirmé que le « *principe moderne de Driedger* », tel qu'il a été décrit dans la décision *Bell Express Vu* c. *Rex*[34], constitue la façon adéquate d'interpréter les lois, quels que soient leur nature et leur domaine d'application.

[41] Lorsqu'elle s'attarde à l'examen de la Loi, la Régie se fonde sur la méthode téléologique, dite moderne, reflétée par le législateur québécois aux articles 41 et 41.1 de la *Loi d'interprétation*[35] :

> « *41. Toute disposition d'une loi est réputée avoir pour objet de reconnaître des droits, d'imposer des obligations ou de favoriser l'exercice des droits, ou encore de remédier à quelque abus ou de procurer quelque avantage.*

---

32 Pièce A-0031, p. 229 à 231 et 235 à 237.
33 E. A. Driedger, *Construction of Statutes*, 2e éd., Toronto, Butterworths, 1983, p. 87.
34 [2002] 2 RCS 559, p. 580.
35 RLRQ, c. I-16.

> *Une telle loi reçoit une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin.*
>
> *41.1. Les dispositions d'une loi s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet* ».

[42] Ainsi, la méthode téléologique consiste à interpréter la loi en fonction de son but, son objet ou sa finalité. L'interprétation débute par l'identification de l'objet ou la finalité de la loi, à la lumière de son texte et du contexte global de son adoption, puis est complétée de façon à permettre la pleine réalisation de l'objet de la loi.

[43] De plus, dans son ouvrage *Interprétation des lois*, le professeur Pierre-André Côté mentionne la présomption contre l'addition des termes :

> « *1042. Si la loi est bien rédigée, il faut tenir pour suspecte une interprétation qui conduirait soit à ajouter des termes ou des dispositions, soit à priver d'utilité ou de sens des termes ou des dispositions. Comme le rappelait récemment la Cour d'appel de l'Ontario : « [TRADUCTION] En général, un tribunal doit présumer que le législateur exprime ce qu'il veut dire et veut dire ce qu'il exprime. »*
>
> *1043. La fonction du juge étant d'interpréter la loi et non de la faire, le principe général veut que le juge doive écarter une interprétation qui l'amènerait à ajouter des termes à la loi : celle-ci est censée être bien rédigée et exprimer complètement ce que le législateur entendait dire : « [TRADUCTION] C'est une chose grave d'introduire dans une loi des mots qui n'y sont pas et sauf nécessité évidente, c'est une chose à éviter »* »[36]. [les notes de bas de page ont été omises]

[44] Toutefois, l'auteur mentionne que cette présomption pourra être écartée si l'ajout de termes est nécessaire pour faire ressortir ce qui est implicite :

> « *1046. La présomption contre l'addition de mots doit être appliquée avec prudence, car la communication légale est, comme toute autre communication, composée de deux éléments, l'exprès (la formule) et l'implicite (le contexte global de l'énonciation). La présomption étudiée insiste uniquement sur l'élément exprès*

---

[36] P.-A. Côté avec la collaboration de S. Beaulac et M. Devinat, *Interprétation des lois*, 4e éd., Montréal, Thémis, 2009, p. 316 et 317.

> *de la communication. Elle dit que le juge qui ajoute des mots légifère, usurpe la fonction du législateur. Or, dans la mesure où le juge ajoute des mots pour rendre explicite ce qui est implicite dans le texte, on ne peut pas dire qu'il s'écarte de sa mission d'interprète. La question, dans les cas d'espèce, n'est donc pas tellement de savoir si le juge peut ajouter ou non des mots, mais si les mots qu'il ajoute ont un autre effet que d'expliciter l'élément implicite de la communication légale* »[37].
>
> [les notes de bas de page ont été omises]

[45] Tenant compte de ces grands principes d'interprétation juridique, la Régie doit rechercher le sens à donner à la nouvelle disposition, à l'aide des termes utilisés par le législateur et en évitant d'ajouter des termes qui modifient le sens implicite de la disposition, de façon à permettre la pleine réalisation de l'objet de la Loi.

Interprétation de la Loi 25

[46] La Régie retient que la Loi 25 a introduit une seule nouvelle disposition à la Loi, soit l'article 52.1.2. Cet article a été inséré dans le chapitre IV de la Loi relatif à la tarification, sans abroger ou autrement modifier les dispositions qui précisent comment la Régie doit procéder pour fixer les tarifs de distribution d'électricité.

[47] La formulation de l'article 52.1.2 renvoie directement à la méthode connue de fixation des tarifs du Distributeur prévue à l'article 52.1. Le premier alinéa prévoit que dorénavant, lorsqu'elle fixe les tarifs du Distributeur suivant l'article 52.1, la Régie tient également compte des « *revenus requis par le distributeur d'électricité pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques* ».

[48] Le second alinéa prévoit que, dans l'exercice de la détermination de ces revenus requis, elle doit tenir compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation d'un tel service public, des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation de ce service, des revenus d'exploitation qu'en perçoit le distributeur d'électricité ainsi que des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut indiquer le Gouvernement par décret.

---

37 *Ibid*, p. 318.

[49] **Ainsi, la Régie considère qu'au terme de l'exercice, par l'effet de la Loi, les revenus requis associés au réseau de service public des BRCC seront pris en compte dans la fixation des tarifs du Distributeur.**

[50] La Régie constate que l'article 52.1.2 est rédigé en termes clairs et précis. Il stipule que les tarifs qu'elle fixe pour le Distributeur doivent aussi tenir compte des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de service public de BRCC.

[51] Par ailleurs, la Régie note que le législateur a précisé, en notes explicatives de la Loi 25, que :

> « *Cette loi a pour objet de favoriser l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques. À cette fin, elle modifie la Loi sur Hydro-Québec afin de permettre au gouvernement de fixer les tarifs d'un tel service par règlement.*
>
> *La loi modifie également la Loi sur la Régie de l'énergie afin de permettre à la Régie de l'énergie de tenir compte, dans la fixation des tarifs de distribution d'électricité, des revenus requis par Hydro-Québec pour assurer l'exploitation d'un tel service* »[38]. [nous soulignons]

[52] Elle juge que la finalité de la Loi 25 est de favoriser l'établissement d'un service public de recharge rapide pour VÉ et que le moyen explicite du législateur pour y parvenir est de préciser à la Régie qu'elle doit tenir compte, dans la fixation des tarifs de distribution d'électricité, des revenus requis par Hydro-Québec pour assurer l'exploitation d'un tel service.

[53] La Régie considère que l'effet spécifique de cette nouvelle disposition est d'éviter une partie du débat sur la socialisation des coûts de l'électrification des transports, constaté par d'autres régulateurs[39], en lui précisant, par voie législative, qu'elle doit exercer sa compétence tarifaire, sans excéder sa juridiction, en tenant compte les coûts d'une activité, indépendamment de sa nature réglementaire, dans le revenu requis du Distributeur, aux fins de la fixation de ses tarifs.

---

[38] *Loi favorisant l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques*, Notes explicatives, version disponible en ligne, p. 2.

[39] Pièce A-0021, autorités citées par la Régie en audience.

[54] **La Régie est d'avis que le législateur a imposé à Hydro-Québec, comme société, de déployer et d'exploiter un réseau public de BRCC et qu'il a également prévu une mesure pour en favoriser l'établissement en modifiant la Loi afin d'imposer que le coût de ce service public soit considéré dans le revenu requis du Distributeur pour inclusion aux tarifs d'électricité.**

[55] En considérant l'esprit et la lettre de la Loi 25, tant dans son contexte global qu'en ce qui a trait à son intégration à la Loi, la Régie juge donc que le législateur a prévu expressément qu'elle exercerait sa compétence à l'égard des tarifs du Distributeur en prenant en compte les revenus requis par ce dernier pour permettre à la société Hydro-Québec d'assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ, visé à l'article 22.0.2 de la *Loi sur Hydro-Québec*. La Régie considère qu'une telle interprétation de cette nouvelle disposition de la Loi permet l'intégration harmonieuse au cadre réglementaire existant et maintient une cohérence législative.

[56] **La Régie considère que l'intention du législateur est sans équivoque. En soumettant l'article 52.1.2 au régime de tarification prescrit à l'article 52.1 de la Loi, ce nouvel article ajoute un élément de coût additionnel à l'énumération des coûts que la Régie doit prendre en compte dans la fixation des tarifs du Distributeur, sans modifier autrement le cadre réglementaire en vigueur depuis plus de 15 ans.**

[57] Pour éviter des effets non prévus par la Loi, l'interprétation de l'article 52.1.2 impose d'intégrer la nouvelle disposition au cadre réglementaire entourant l'exercice du pouvoir tarifaire de la Régie pour définir les modifications qu'elle prévoit spécifiquement.

Activités de distribution réglementées

[58] La compétence exclusive de la Régie pour fixer ou modifier les tarifs du Distributeur découle des articles 31 (1°) et 48 de la Loi. Le terme « *Distributeur* », est défini à l'article 2 de la Loi comme étant « *Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* ».

[59] En vertu de l'article 52.1 de la Loi, la Régie exerce sa compétence tarifaire à l'égard du Distributeur sur les coûts liés à l'« *exploitation du réseau de distribution d'électricité* », lequel réseau est défini comme un territoire protégé par un droit exclusif de distribution d'électricité[40] et emporte une obligation de fournir l'électricité à toute personne qui le demande, dans le territoire où s'exerce ce droit exclusif[41].

[60] **La Régie juge que, de façon générale, les activités réglementées du Distributeur sont des activités dites « de distribution », lesquelles sont liées au droit exclusif d'exploiter un réseau de distribution d'électricité. Elles sont également intimement liées à la compétence tarifaire exclusive qu'elle exerce à l'égard du Distributeur.**

[61] Dès le premier dossier tarifaire du Distributeur devant la Régie[42], cette dernière s'est penchée sur la qualification des activités réglementées du Distributeur et sur la séparation administrative de ces dernières en retenant les principes délimitant l'étendue de sa compétence tarifaire à l'égard du Distributeur et précisant comment s'articulait cette compétence autour des activités sous le contrôle de ce dernier.

[62] Dans sa décision D-2003-93, la Régie s'exprimait ainsi :

> « *Étant donné que, selon la Loi, la Régie réglemente seulement une partie des activités d'Hydro-Québec, il est important que ces activités soient :*
> - *identifiées selon leur nature;*
> - *séparées entre activités réglementées et non réglementées :*
>
> *a) séparation des activités,*
>
> *b) séparation des coûts;*
> - *évaluées de façon à obtenir un coût de la prestation de service de distribution qui n'inclut que les montants des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution* »[43].

[63] Dans cette décision, la Régie rappelait qu'Hydro-Québec a choisi d'utiliser la séparation administrative pour segmenter certaines de ses activités :

---

40 Article 60 de la Loi.
41 Article 76 de la Loi.
42 Dossier R-3492-2002.
43 Dossier R-3492-2002, décision D-2003-93, p. 24 et 25.

> « *Indépendamment de l'organisation interne d'Hydro-Québec, la Régie réglemente Hydro-Québec dans ses activités de distribution ou de transport. L'établissement du revenu requis du Distributeur implique un examen des activités reliées à la prestation des services de distribution d'électricité. Ces activités peuvent être celles de Hydro-Québec Distribution ou de divisions, filiales, centres de coûts, etc. (unités d'Hydro-Québec) mis sur pied par Hydro-Québec* »[44]. [nous soulignons]

[64] Afin de baliser l'exercice de son examen réglementaire aux seules activités du Distributeur visées par la Loi, la Régie retenait des critères lui permettant d'identifier et de séparer les activités réglementées des activités non réglementées et d'en séparer leurs coûts respectifs afin d'« *obtenir un coût de la prestation de service de distribution qui n'inclut que les montants des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution* »[45].

[65] Se fondant sur la primauté de la Loi comme le principe d'identification des activités réglementées, la Régie jugeait que la définition de principe du caractère réglementaire des activités du Distributeur devait découler de l'exercice de cette compétence tarifaire et se fonder sur le lien entre l'activité et la distribution d'électricité.

[66] Parmi les catégories d'activités sous le contrôle du Distributeur qu'il considérait de nature non réglementée et dont les coûts associés devaient être exclus de son revenu requis, le Distributeur notait la « *vente de biens et services autres que ceux liés à l'alimentation électrique des consommateurs et en concurrence sur les marchés* »[46].

[67] Dans ce dossier, le Distributeur affirmait également que l'ensemble des coûts relatifs aux services rendus en matière d'activités non réglementées, au sens de la Loi, devaient être exclus du coût de service, de même que les revenus associés à la facturation interne de la division Hydro-Québec Distribution aux autres unités de l'entreprise.

[68] La Régie souligne que les motifs de sa décision D-2003-93, développés dans le cadre du dossier R-3492-2002, reposent sur des articles de la Loi qui n'ont pas été modifiés par la Loi 25.

---

44 *Ibid*, p. 37.
45 *Ibid*, p. 25.
46 *Ibid.*

[69] **En conséquence, la Régie maintient les conclusions de principe de cette décision portant sur l'étendue de sa compétence tarifaire et sur la qualification des activités réglementées du Distributeur. Elle les juge toujours valides, aux fins d'interprétation de la Loi et de son cadre réglementaire, outre la portée de droit nouveau de l'article 52.1.2.**

[70] **Elle considère également que l'ajout de l'article 52.1.2 ne vient pas transformer l'encadrement législatif, lequel définit les activités réglementées du Distributeur comme les activités de distribution liées à son droit exclusif d'exploiter un réseau de distribution d'électricité. Cette disposition, qui s'ajoute au cadre existant, doit toutefois être interprétée.**

Caractère réglementé et traitement réglementaire du Projet

[71] La Régie note que la position du Distributeur à l'égard du caractère réglementé du Projet se divise en deux volets.

[72] D'une part, il considère que l'exploitation d'un service public de recharge rapide pour VÉ n'est pas une activité de distribution d'électricité au sens de l'article 52.1 de la Loi, puisque la Régie ne fixe pas les tarifs de ce service et qu'il ne détient pas de droit exclusif de distribution à l'égard des réseaux de BRCC. En conséquence, il affirme que l'étape d'autorisation préalable sur cet investissement, en vertu de l'article 73 de la Loi, ne trouve pas application au présent dossier, puisque le Projet ne porte pas sur des actifs destinés à la distribution. De plus, il soumet ne pas avoir à démontrer la rentabilité du Projet pour le justifier, ce critère ne faisant pas partie du cadre législatif entourant l'exploitation d'un service public de recharge rapide pour VÉ.

[73] D'autre part, le Distributeur souligne que la Loi 25 modifie le cadre législatif en place et l'oblige à assurer un service public de recharge rapide pour les VÉ. Pour ce faire, il fait valoir que la Régie doit tenir compte des revenus requis de ce service en reconnaissant la juste valeur des actifs et des montants globaux des dépenses nécessaires à la mise en place et à l'exploitation d'un tel réseau[47]. Il en conclut donc que l'inclusion de ces revenus requis à sa base de tarification est ainsi expressément prévue par l'amendement législatif de la Loi.

[47] Pièce B-0049, par. 17 et 18.

[74] Considérant l'interprétation qu'elle fait de la Loi, la Régie partage le premier volet de la position du Distributeur selon lequel la Demande ne se rapporte pas à des actifs liés à la distribution d'électricité et qu'aucune autorisation n'est requise en vertu de l'article 73 de la Loi. Au demeurant, la Régie partage l'opinion du Distributeur selon laquelle la Demande n'a pas à être justifiée par la rentabilité du Projet.

[75] La Régie rappelle que la rentabilité des investissements est examinée dans le cadre de l'autorisation préalable de projets, en vertu de l'article 73 de la Loi, en prévision d'une intégration ultérieure à la base de tarification du Distributeur, afin de lui permettre d'en vérifier la neutralité tarifaire. Ce principe réglementaire contribue à justifier le caractère prudemment acquis de l'actif et à la fixation de tarifs justes et raisonnables.

[76] De façon générale, le principe de neutralité tarifaire consiste essentiellement à s'assurer qu'un projet d'investissement génère suffisamment de revenus additionnels, sur un horizon donné, pour que cet investissement n'entraîne pas d'effet à la hausse sur les tarifs de l'entreprise d'utilité publique. En appliquant le principe de neutralité tarifaire aux projets d'investissements, on s'assure, d'une part, de la rentabilité des projets et, d'autre part, de l'équité entre les consommateurs.

[77] Tout en partageant le premier volet de la position du Distributeur, la Régie constate également que le fait d'exempter le Projet de la justification de sa neutralité tarifaire emporte une conséquence supplémentaire. Il ne peut être considéré comme une activité réglementée, selon le cadre réglementaire classique ou selon un nouveau cadre réglementaire qui aurait été instauré par la nouvelle disposition législative.

[78] Selon la Régie, ajouter un sens implicite au nouvel article 52.1.2., selon lequel l'inclusion de ces revenus requis à la base de tarification du Distributeur est expressément prévue à cet amendement, excède l'intention explicite du législateur. Elle rejette donc ce second volet de la position exprimée par le Distributeur[48].

[79] Par conséquent, la Régie considère que le texte de l'article 52.1.2 ne comprend aucun terme laissant supposer que le service public de BRCC acquiert, par l'effet de la Loi, le caractère d'une activité réglementée.

---

[48] Voir le paragraphe 73 de la présente décision.

[80] Si le législateur avait voulu réviser la juridiction de la Régie ou modifier l'interprétation retenue de la nature d'une activité réglementée, la Régie juge qu'il aurait clairement manifesté une telle intention en qualifiant l'exploitation du réseau public de BRCC d'activité réglementée aux fins de l'exercice de la compétence tarifaire par la Régie.

[81] Elle juge plutôt que, par l'effet de la Loi et avec seul motif que la Loi le prévoit explicitement, l'article 52.1.2 lui indique d'inclure aux tarifs du Distributeur les coûts reliés à la mise en place et à l'exploitation du réseau public de BRCC qu'elle aura jugés utiles et prudemment acquis pour ce même réseau.

[82] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie considère que le nouvel article 52.1.2 de la Loi n'a pas pour effet de transformer une activité non réglementée en une activité de distribution. En effet, elle considère qu'il ne vient pas créer explicitement ou implicitement un nouveau régime réglementaire visant l'exploitation du réseau public de BRCC qui justifierait de considérer cette activité comme réglementée.

[83] **Ce faisant, la Régie juge qu'une telle interprétation de l'article 52.1.2, prise dans le contexte du chapitre IV de la Loi portant sur la tarification, exclut l'intégration des actifs visés par le Projet à la base de tarification du Distributeur.**

[84] La Régie est d'avis que la modification législative ne crée pas d'obligation explicite à l'égard du Distributeur pour qu'il soit propriétaire des actifs liés au Projet.

[85] **En conséquence, la Régie juge que la Loi prévoit, par l'entrée en vigueur de l'article 52.1.2, que les coûts liés au Projet doivent être dorénavant intégrés dans le revenu requis du Distributeur sous forme de dépenses annuelles, reflétant les charges d'exploitation nécessaires et les coûts capitalisés jugés raisonnables encourus à l'égard d'une activité non réglementée et liés à un actif prudemment acquis et utile à l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ.**

[86] Par ailleurs, la Régie prend acte du mode de traitement proposé par le Distributeur dans le cadre du MRI[49].

[49] Pièce B-0014, p. 4.

4. SERVICE PUBLIC DE BRCC

4.1 LE PROJET

Le modèle d'affaires du Circuit électrique

[87] Donnant suite à un mandat du Gouvernement, le circuit électrique d'Hydro-Québec (le Circuit électrique), inauguré le 30 mars 2012, est le plus important réseau de bornes de recharge publique pour VÉ au Québec.

[88] Le Circuit électrique couvre maintenant toutes les régions administratives du Québec (à l'exception du nord du Québec) et comptait, au 31 juillet 2018, 1 432 bornes en service au Québec, dont 110 BRCC.

[89] Le modèle d'affaires actuel du Circuit électrique pour les BRCC s'appuie sur un partage des coûts avec les partenaires privés, publics et institutionnels qui décident de se joindre au réseau. Au sein d'Hydro-Québec, la Direction électrification des transports est responsable du déploiement du Circuit électrique qui est la marque de commerce du réseau public de bornes de recharge. Cette direction relève des activités non réglementées d'Hydro-Québec[50].

[90] En plus de gérer et coordonner le déploiement du réseau, Hydro-Québec fournit l'expertise requise pour le choix de la technologie et du fournisseur, supervise l'assistance aux utilisateurs actuellement offerte par le CAA et s'assure de la visibilité du Circuit électrique. Les partenaires sont responsables de l'installation des bornes.

[91] De plus, le Circuit électrique garantit l'interopérabilité avec Flo, l'autre réseau majeur du Québec. Enfin, il gère un site Web permettant de communiquer les derniers avis et nouvelles relatifs au réseau de recharge public.

[92] Toutefois, l'évolution de la technologie des VÉ et la croissance de ce type de véhicules au Québec, associées à la difficulté de trouver de nouveaux partenaires pour le cofinancement de l'infrastructure de recharge, nécessitent une adaptation du modèle

---

50 Pièce A-0028, p. 71 à 75.

d’affaires de Circuit électrique et la mise en place d’une nouvelle stratégie quant au déploiement du réseau de BRCC.

[93] À cet égard, le Distributeur précise qu’il y a peu de BRCC en réseau public installées par des entreprises du secteur privé en raison de la non-rentabilité de ce type d’infrastructure avec les seuls revenus de recharge aux bornes. Il est donc peu probable que le nombre de bornes à recharge rapide installées par le secteur privé soit significatif.

Approche proposée et ajustement du plan

[94] Le plan de déploiement des BRCC couvre une période de 10 ans et contribuera à l’atteinte de l’objectif de pénétration des VÉ énoncé par le Gouvernement. Le déploiement sera adapté et progressif. Une approche prudente permettra au Distributeur de raffiner les hypothèses sous-jacentes à ses analyses, d’ajuster à un marché en pleine évolution et d’assurer un juste équilibre entre l’offre et la demande de bornes de recharge. Ainsi, le Distributeur sera en mesure d’apporter les ajustements nécessaires au Projet, considérant l’évolution rapide de la technologie en matière d’électrification des transports[51].

[95] L’évolution technologique pourrait conduire le Distributeur à ajuster ses prévisions du nombre de BRCC à déployer. D’une part, il entend prendre en compte l’augmentation de l’autonomie des batteries pour une distribution adéquate des stations de recharge sur l’ensemble du territoire québécois.

[96] D’autre part, l’évolution des bornes de recharge pourrait être déterminante sur le nombre de BRCC à installer. En effet, si les bornes de recharge rapide de 50 kW sont aujourd’hui la norme, il entrevoit déjà une croissance à moyen terme de leur puissance. Ainsi, des bornes de plusieurs centaines de kW sont en cours de développement.

[97] Le Distributeur souligne que l’infrastructure qui sera mise en place dans le cadre du Projet offrira une flexibilité d’accueil et de configuration. Les sites simples pourront facilement accueillir une deuxième borne au besoin, à une fraction du prix initial d’installation. Les sites seront également conçus, dès l’origine, avec des équipements permettant l’installation de bornes plus puissantes, dont l’arrivée est à anticiper.

---

51 Pièce B-0004, p. 10.

[98] Le Distributeur fait valoir que l'approche évolutive permet d'éviter que le Projet fasse face à l'incertitude technologique entourant le marché des VÉ invoquée par certains intervenants. Il s'agit plutôt d'une évolution technologique consacrée à un type similaire de véhicules, de batteries et de bornes qui est et sera pris en compte dans le Projet[52].

[99] Par ailleurs, le Projet prévoit l'installation de BRCC sur des terrains privés, municipaux ou gouvernementaux. Le Distributeur entend conclure des ententes avec les parties qui incluront des droits de servitude, sans frais, là où ces bornes seront installées.

[100] Les revenus provenant de la recharge aux bornes appartiendront au Distributeur. Toutefois, ce dernier précise que le principal bénéfice provient des ventes additionnelles d'électricité à domicile générées par l'augmentation du parc de VÉ. Ainsi, il fait valoir que le Projet, incluant l'ensemble de ces ventes additionnelles, aura un impact marginal sur son revenu requis[53].

Territoire couvert et plan de déploiement

[101] Le Distributeur vise à offrir un service public de qualité identique à l'ensemble des Québécois, non seulement pour des raisons d'équité, mais également parce que cette couverture étendue est essentielle pour réduire le phénomène d'anxiété d'autonomie (peur de la panne) chez les conducteurs de VÉ. Pour cette raison, son plan de déploiement couvre l'ensemble du territoire québécois et l'offre s'ajustera à la demande.

[102] Fort de l'expérience acquise par le Circuit électrique, il a déjà ciblé les zones prioritaires à couvrir. Avec Polytechnique Montréal, il collabore également au développement d'un algorithme spécialement conçu pour Hydro-Québec, afin de confirmer les meilleurs emplacements pour l'installation des BRCC[54]. Cet outil de modélisation permettra un ajustement des prévisions en temps réel.

[103] La stratégie de déploiement du Distributeur sera adaptée selon qu'il s'agisse de lieux de transit ou de zones densément peuplées. La distance entre les sites, de même que leur configuration (nombre de bornes par site), seront donc ajustées en conséquence.

---

52 Pièces B-0049, p. 11, et A-0032, p. 101.
53 Pièce B-0004, p. 12 et 13.
54 Pièce B-0004, p. 13.

[104] La répartition territoriale des bornes pour les 18 premiers mois de déploiement, selon le plan de déploiement prévu par le Distributeur, est présentée au tableau 1. Ce sont 154 BRCC qui seront déployées sur 83 sites. La stratégie de couverture du territoire du Distributeur s'appuie à la fois sur une densification des sites existants et sur l'extension du réseau, soit une cinquantaine de nouveaux sites, afin de combler les espaces laissés vacants.

TABLEAU 1

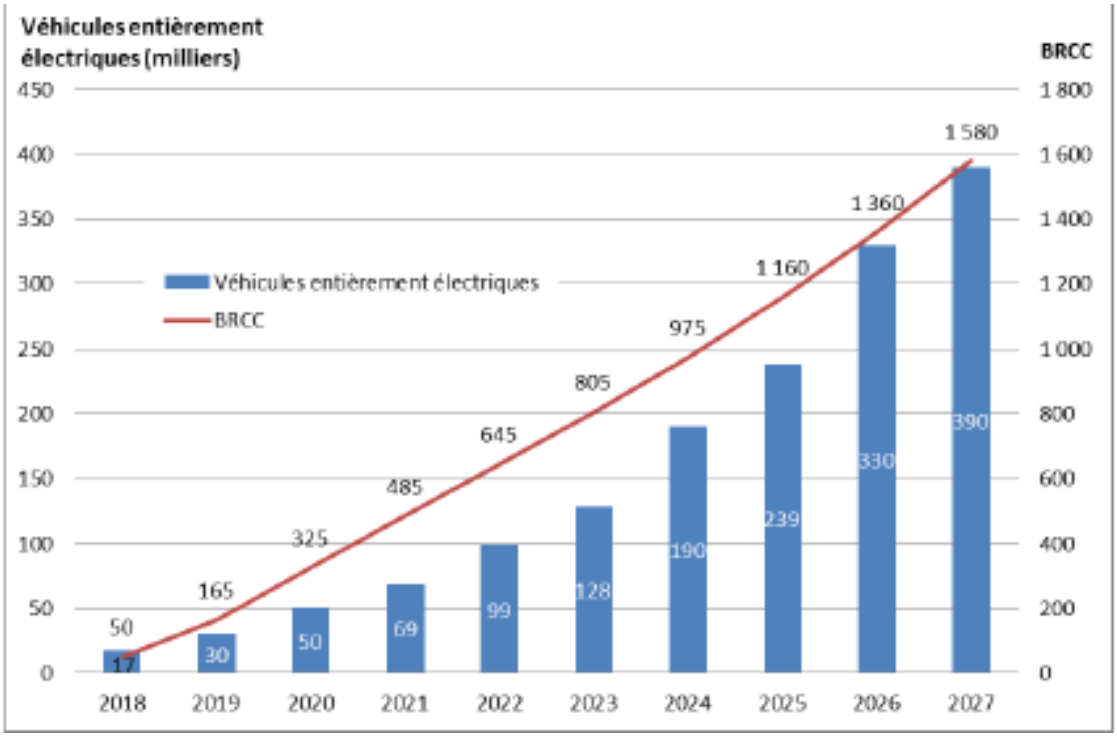
RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES BRCC AU COURS DES 18 PREMIERS MOIS DU PROJET

Région	Nombre de sites	Nombre de bornes
Abitibi-Témiscamingue	4	4
Capitale nationale	3	8
Centre-du-Québec	5	10
Chaudière-Appalaches	3	7
Côte-Nord	7	7
Estrie	5	9
Lanaudière	10	16
Laurentides	6	16
Laval	2	4
Mauricie	5	12
Montérégie	10	13
Montréal	14	38
Outaouais	2	2
Saguenay–Lac-Saint-Jean	7	8
Total	**83**	**154**

Source : Pièce B-0004, p. 14, tableau 1.

[105] Le plan de déploiement du Projet, tel qu'envisagé par le Distributeur, s'appuie sur une projection du nombre de VEÉ sur un horizon de 10 ans présenté à la figure 1.

FIGURE 1
PLAN DE DÉPLOIEMENT DES BRCC



Source : Pièce B-0004, p. 16.

[106] Cette projection est basée sur l'évolution du marché et des technologies envisagées par le Distributeur. Fort de ce constat, ce dernier a établi un portrait du nombre de BRCC à déployer annuellement, selon un ratio qui, à terme, devrait atteindre environ 230 VEÉ par borne. Le Distributeur prévoit maintenir ce ratio volontairement plus bas au cours des premières années, soit environ 115 VEÉ par borne, afin de favoriser l'adoption des VÉ.

[107] Ce ratio-cible du nombre de VEÉ par BRCC est obtenu en prenant en compte différents paramètres, notamment :

- l'expérience actuelle du Circuit électrique qui dispose d'une importante base de données sur les recharges effectuées au cours des dernières années;
- les ratios existants en Europe et ailleurs en Amérique du Nord;
- l'autonomie actuelle et future des véhicules et les distances maximales entre deux bornes sur les axes routiers;

- l'achalandage aux bornes aux heures de pointe du matin et de fin d'après-midi et le besoin de limiter le temps d'attente pour une expérience client optimale;
- les besoins des électromobilistes en zones urbaines n'ayant pas accès à un stationnement privé;
- la superficie du territoire québécois;
- les aléas climatiques et la rudesse des conditions hivernales, qui ont un impact direct sur l'autonomie des véhicules.

[108] Ainsi, sur la base de ce ratio, le Distributeur prévoit que près de 1 600 BRCC additionnelles seront nécessaires pour desservir les 390 000 VEÉ prévus à l'horizon 2027[55].

Coût du Projet

[109] Le Distributeur présente les investissements prévus pour les 10 années couvertes par le plan de déploiement associé au Projet au tableau suivant.

TABLEAU 2

INVESTISSEMENTS POUR LE DÉPLOIEMENT DES BORNES (M$)

M$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026*	2027*	Total
Bornes	1,8	4,3	6,1	6,2	6,5	6,5	7,0	7,8	10,8	14,8	**71,8**
Infrastructure	1,7	3,8	5,1	4,9	4,3	4,4	4,7	5,2	5,9	6,7	**46,8**
Total	**3,5**	**8,1**	**11,2**	**11,2**	**10,7**	**10,9**	**11,8**	**13,1**	**16,7**	**21,5**	**118,6**

* Inclut des réinvestissements pour les bornes installées en 2018 et 2019.

Source : Pièce B-0004, p. 17.

[110] L'investissement prévu pour 2019 s'élève à 8,1 M$, tandis que la somme des coûts relatifs aux actifs s'élève à 118,6 M$ sur l'horizon du Projet.

55 Pièce B-0004, p. 15.

[111] Les dépenses requises pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide, sur l'horizon du Projet, sont décrites au tableau ci-dessous.

TABLEAU 3
DÉPENSES POUR ASSURER L'EXPLOITATION DU SERVICE PUBLIC DE RECHARGE RAPIDE (M$)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Approvisionnement	0,3	1,3	3,1	5,3	9,1	13,4	28,6	38,9	57,3	71,4
Charges d'exploitation	0,1	0,8	1,6	2,5	3,3	4,1	5,1	6,1	7,3	8,6
Amortissement	0,1	0,7	1,6	2,6	3,6	4,6	5,7	6,9	8,2	9,7
Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Frais financiers	0,	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	1,8
Dépenses totales	0,6	2,9	6,6	11,1	17,0	23,4	40,8	53,5	74,6	91,8

Source : Pièce B-0004, p. 21, extrait du tableau 8.

[112] Par ailleurs, le Distributeur indique qu'il a formulé des demandes de subvention auprès de différentes instances, afin qu'elles contribuent au financement du Projet. Ces subventions, si elles sont octroyées, permettront de réduire les coûts du Projet assumés par la clientèle du Distributeur[56].

4.2 ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

La méthodologie

[113] L'analyse effectuée par le Distributeur repose sur le principe selon lequel l'implantation du réseau de BRCC permettra de stimuler la croissance du parc de VÉ québécois. En conséquence, en plus des revenus générés directement par les bornes, les analyses économiques et financières du Projet considèrent les ventes d'électricité à domicile associées à la recharge de VÉ.

56 Pièces B-0014, p. 14 et 15, et A-0028, p. 87 et 111 à 116.

[114] Selon le Distributeur, ces analyses ne peuvent toutefois tenir compte de l'ensemble du parc de VÉ québécois. Il souligne que la croissance du parc de VÉ se serait poursuivie, même en l'absence du réseau de BRCC, bien qu'à un rythme moindre. Cette notion est assimilable à celle de l'opportunisme utilisée dans le cadre de l'analyse des programmes commerciaux, par exemple les initiatives en efficacité énergétique. Pour la capter, un facteur représentant l'effet induit a donc été appliqué[57].

[115] Le Distributeur définit l'effet induit comme « *la part des volumes de recharge à domicile attribuables au déploiement des BRCC* ». Il estime cet effet induit par l'étude des facteurs influencant l'achat de VÉ[58].

[116] Enfin, les analyses tiennent également compte des investissements pour mettre en place le réseau, des coûts d'approvisionnement pour l'électricité additionnelle et des charges d'exploitation associées au réseau de bornes.

Hypothèses retenues par le Distributeur

[117] Les principaux paramètres économiques et hypothèses utilisés aux fins des analyses sont présentés par le Distributeur[59].

[118] Les principales hypothèses retenues sont :

- l'effet induit[60];
- la répartition des VÉ entre VEÉ et VHR[61];
- la distance moyenne annuelle parcourue par un VÉ, soit 18 000 km;
- la consommation électrique moyenne annuelle d'un VÉ, soit 3 780 kWh[62];
- la répartition entre les volumes de recharges aux BRCC et à domicile;

57 Pièce B-0004, p. 18.
58 Pièce B-0004, p. 19.
59 Pièce B-0004, p. 19.
60 Pièce B-0004, p. 19.
61 Pièce B-0004, p. 28.
62 Pièce B-0009, p. 11.

- l'impact en puissance à la pointe d'hiver de la recharge d'un VÉ, soit 0,6 kW[63] par véhicule pour la recharge à domicile et 6 kW par borne pour la recharge aux bornes[64].

[119] Le Distributeur constate qu'en mai 2018, 46 % du parc de VÉ québécois est constitué de VEÉ et 54 % de VHR. Il considère que les VHR constituent une technologie de transition et seront conséquemment amenés à être délaissés, notamment en raison des coûts d'entretien et de carburant plus élevés que ceux des VEÉ, ainsi que de la croissance de l'autonomie des VEÉ et des incitatifs financiers en faveur des VEÉ. Le Distributeur anticipe qu'à l'horizon 2026, 80 % des VÉ sur les routes du Québec seront des VEÉ ou de nouveaux VHR capables de se recharger sur une BRCC[65].

[120] Le Distributeur fait valoir qu'en plus de la présence d'une infrastructure de BRCC, plusieurs facteurs influencent l'achat éventuel d'un VÉ. Ces facteurs sont, notamment, les incitatifs financiers permettant de baisser les prix plus élevés actuels des VÉ, la différence entre le coût de recharge, tant à domicile qu'aux bornes, le coût de l'essence, les coûts d'entretien des véhicules, la sensibilisation du grand public de même que l'offre et la disponibilité des VEÉ.

L'effet induit

[121] Le Distributeur soutient que la présence d'une infrastructure de recharge rapide adaptée et performante est l'un des facteurs significatifs permettant l'électrification des transports. Il affirme d'ailleurs que les groupes et associations en faveur de l'électrification des transports confirment la nécessité et la présence impérative d'une infrastructure publique de recharge rapide afin d'atteindre cet objectif[66].

[122] À cet égard, il présente un sondage effectué en mars 2019 qui identifie deux des principaux facteurs influençant l'accélération de la pénétration des VEÉ, soit la suffisance du nombre de bornes de recharges et le fait que la recharge soit rapide. Il en conclut que la présence d'une infrastructure de bornes de recharge rapide, pérenne et étendue, est à la

63 Pièce B-0009, p. 11. La contribution moyenne en puissance à la pointe du réseau de la recharge à domicile est de 0,6 kW par véhicule électrique rechargeable et demeure constante pour chaque année de l'horizon d'analyse.
64 Pièces B-0004, p. 19 et 28, et B-0009, p. 8 à 16.
65 Pièce B-0004, p. 28.
66 Pièce B-0049, p. 15.

source de la croissance des ventes de VEÉ et amène, conséquemment, la croissance des ventes d'électricité relatives aux recharges dites « à domicile »[67].

[123] Le Distributeur dépose au soutien de sa Demande un rapport produit par la firme E3, laquelle l'a accompagné dans l'estimation de la portée de cet effet induit. Il précise que cette estimation a été effectué uniquement aux fins de l'analyse économique.

[124] À partir des résultats de l'étude réalisée par la firme E3[68], le Distributeur représente l'effet induit au tableau suivant.

TABLEAU 4
EFFET INDUIT ATTRIBUABLE AUX BRCC

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
24 %	30 %	35 %	40 %	45 %	49 %	53 %	56 %	58 %	60 %

Source : Pièce B-0004, p. 19, tableau 5.

[125] Par ailleurs, le Distributeur indique que les analyses de sensibilité qu'il a effectuées confirment que, même en maintenant l'effet induit à son plus bas niveau sur toute la durée du Projet, soit à 24 %, ce dernier demeure rentable[69].

Résultats de l'analyse

[126] Pour effectuer son analyse, le Distributeur évalue d'abord la consommation en énergie et en puissance aux BRCC telle qu'illustrée au tableau suivant.

67 *Ibid*.
68 Pièce B-0005.
69 Pièce B-0049, p. 16, par. 49.

TABLEAU 5

CONSOMMATION EN ÉNERGIE ET IMPACT EN PUISSANCE DES RECHARGES AUX BORNES

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation d'énergie (MWh)	486	2 625	7 071	14 386	25 086	35 409	49 395	61 616	76 923	89 744
Contribution en puissance (MW)	0,0	0,3	0,7	1,5	2,6	3,6	5,1	6,3	7,9	9,2

Source : Pièce B-0009, p. 10.

[127] Ensuite, tenant compte de l'ensemble des hypothèses retenues, le Distributeur évalue la croissance du nombre de VÉ sur l'horizon 2018-2027 et y associe une consommation annuelle moyenne, telle qu'illustrée au tableau suivant.

TABLEAU 6

NOMBRE DE VÉHICULES ADDITIONNELS PRÉVUS

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nombre de VÉ additionnels prévus	6 809	19 865	39 797	58 153	88 431	117 801	179 692	227 975	319 013	379 533
Consommation annuelle par VÉ (kWh)	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780

Source : Pièce B-0009, p. 10.

[128] L'énergie totale consommée par les recharges à domicile est obtenue en multipliant le nombre de VÉ additionnels prévus par la quantité d'énergie annuelle consommée par VÉ, soit 3 780 kWh, et en soustrayant du résultat la quantité d'énergie consommée aux BRCC, le tout tel que présenté au tableau ci-dessous.

TABLEAU 7
CONSOMMATION EN ÉNERGIE ET IMPACT EN PUISSANCE DES RECHARGES À DOMICILE

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation totale VÉ (MWh)	25 736	75 090	150 432	219 818	334 269	445 288	679 236	861 744	1 205 869	1 434 635
Consommation totale bornes (MWh)	486	2 625	7 071	14 386	25 086	35 409	49 395	61 616	76 923	89 744
Consommation hors bornes (MWh)	25 251	72 465	143 361	205 433	309 183	409 879	629 841	800 128	1 128 946	1 344 891
Part de la consommation à domicile attribuable au Projet	24%	30%	35%	40%	45%	49%	53%	56%	58%	60%
Consommation à domicile (MWh)	6 074	21 433	50 171	82 446	138 759	201 409	332 807	447 558	659 144	809 611
Contribution en puissance (MW)	1,0	3,5	8,4	14,0	23,8	34,7	57,0	76,5	111,8	137,1

Source : Pièce B-0009, p. 11.

[129] Tenant compte des coûts évités en énergie et en puissance et des paramètres de son modèle d'analyse économique, le Distributeur détermine que le Projet a une valeur actualisée nette de 27 M$ sur son horizon[70].

[130] Selon le Distributeur, le Projet aura un impact négligeable sur ses revenus requis durant les premières années et, à partir de 2022, il génèrera un effet à la baisse croissant sur ses revenus requis, tel que l'indique le tableau ci-dessous.

TABLEAU 8
IMPACT SUR LE REVENU REQUIS DU DISTRIBUTEUR

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Impact sur les revenus requis	0,0	0,8	1,2	1,3	(0,3)	(2,4)	(1,4)	(4,0)	(9,5)	(13,2)

Source : Pièce B-0004, p. 21, extrait du tableau 8.

[131] Le Distributeur précise que la considération des ventes additionnelles d'électricité à domicile a pour simple but de démontrer, notamment, que les coûts du Projet sont raisonnables.

70 Pièces B-0004, p. 19 et 20, tableau 4, et B-0009.

4.3 POSITION DES INTERVENANTS

AHQ-ARQ

[132] De façon générale, l'AHQ-ARQ, se fondant sur sa propre analyse de sensibilité, est d'avis que l'analyse économique présentée par le Distributeur est robuste.

[133] L'intervenant manifeste cependant sa préoccupation par rapport aux hypothèses et incertitudes qui pourraient avoir un impact important sur le déploiement des BRCC à compter de 2020 et au risque de surdimensionnement du nombre de BRCC du Projet[71]. À cet égard, il mentionne *:*

> « *Alors, nous sommes tous certains d'être incertains, là. C'est la meilleure expression que j'ai pu trouver, là, pour résumer la situation actuelle sur l'horizon de dix (10) ans, bien sûr* »[72].

[134] L'AHQ-ARQ fait valoir que le contre-interrogatoire du Distributeur par la Régie a mis en évidence une divergence entre certaines des hypothèses émises par le Distributeur et celles de la firme E3. Il soutient que le Distributeur n'a pas utilisé directement, aux fins de ses analyses économiques et financières, l'ensemble des hypothèses retenues par E3 pour sa propre analyse. L'intervenant mentionne à cet égard :

> « *C'est sûr que, ça,* […] *ça nous a heurté ou ça nous a surpris parce que, évidemment, on essaie d'être cohérent dans des analyses comme celles-là entre les hypothèses qu'on fait pour déterminer dans ce cas-ci l'effet induit et les hypothèses de la modélisation qui se sert de ces résultats-là* »[73].

[135] Ainsi, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de revoir sa stratégie de déploiement géographique au moins mensuellement et d'en faire état dans le suivi, dans le cadre de son rapport annuel à la Régie[74].

---

71 Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 18.
72 Pièce A-0031, p. 150.
73 Pièce A-0030, p. 12.
74 Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 18.

[136] Pour ces raisons, l'AHQ-ARQ recommande également de demander au Distributeur d'actualiser la stratégie de déploiement annuelle et l'analyse économique dans le cadre de chaque dossier tarifaire, afin que la Régie puisse établir annuellement la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation du service public de recharge pour VÉ et de déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer l'exploitation de ce service[75].

AQCIE et FCEI

[137] L'AQCIE et la FCEI ont orienté leur analyse sur les paramètres suivants :

- la prudence du déploiement proposé repose sur la notion d'effet induit;
- la validité de la projection de croissance du nombre de VÉ;
- le ratio adéquat entre le nombre de BRCC et le nombre de véhicules;
- la rentabilité du Projet;
- l'incertitude technologique entourant le marché des VÉ et de la recharge.

[138] Après analyse de ces paramètres, ces intervenantes ont identifié de nombreuses approximations et omissions qui, à leur avis, fragilisent la Demande telle que présentée.

[139] Ces intervenantes font notamment valoir que la démonstration empirique de l'effet induit est ténue. Ainsi, selon elles :

> « […] [s]*'il existe indéniablement une corrélation entre le nombre de bornes et les ventes de véhicules électriques, la démonstration convaincante d'un lien de causalité entre l'ajout de bornes et les décisions d'achat de VEÉ reste à faire* »[76].

[140] L'AQCIE et la FCEI notent que :

> « *les relations identifiées par les modèles statistiques ne sont pas nécessairement des relations causales et peuvent ne refléter qu'une simple corrélation. Il est raisonnable de croire que la croissance du nombre de bornes et celle du nombre de véhicules sont toutes deux influencées par des facteurs communs, notamment les*

[75] Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 19.
[76] Pièce C-FCEI-0014, p. 9.

> *politiques gouvernementales. On a qu'à penser au Québec où le gouvernement a, d'une part, mis en place le réseau électrique pour favoriser le déploiement de bornes et subventionner l'achat de véhicules électriques* »[77]. [nous soulignons]

[141] Après examen, ces intervenantes considèrent que plusieurs paramètres de l'analyse de rentabilité sont indûment optimistes. Elles évaluent que le Projet, tel que proposé, n'atteint pas le seuil de rentabilité.

[142] Devant l'incertitude importante qui entoure le Projet, l'AQCIE et la FCEI soumettent que la Régie doit agir avec prudence à l'égard du déploiement du réseau de bornes de recharge.

[143] En conséquence, l'AQCIE et la FCEI recommandent de limiter le nombre de bornes du Circuit électrique à l'horizon 2021 à un maximum de 400 BRCC ou une BRCC pour chaque tranche de 175 VEÉ[78].

[144] Pour la période débutant à partir de 2021, l'AQCIE et la FCEI recommandent d'exiger du Distributeur qu'il présente une mise à jour du Projet au cours de l'année 2020. Ces intervenantes ajoutent qu'il n'apparaît pas réaliste, dans un contexte d'évolution rapide du marché et des besoins, d'approuver un déploiement pour les 10 prochaines années[79].

[145] Enfin, l'AQCIE et la FCEI recommandent à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il maintienne une comptabilité distincte de l'ensemble des coûts associés au Projet et des revenus aux bornes.

ROEÉ

[146] Le ROEÉ appuie le Projet de manière générale et recommande d'accueillir la Demande en tenant compte de conditions et conclusions qu'il suggère.

[147] Les recommandations du ROEÉ sont les suivantes :

---

77 Pièce C-FCEI-0014, p. 7.
78 Pièce C-FCEI-0014, p. 40.
79 Pièce C-FCEI-0014, p. 35.

- démontrer que des actions sont faites pour augmenter le financement provenant du Gouvernement;
- présenter des actions pour augmenter le partage de risque et de coûts avec des partenaires;
- d'installer des BRCC dans les régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et des Îles-de-la-Madeleine dans les 18 premiers mois d'opération avec les sommes additionnelles à la subvention attendue du gouvernement fédéral[80].

SÉ-AQLPA

[148] SÉ-AQLPA recommande une réduction du ratio VEÉ/BRCC, soit de 250 VEÉ/BRCC dans le Projet (en excluant les bornes Tesla) à 25 VEÉ/BRCC (incluant les bornes Tesla)[81].

[149] SÉ-AQLPA recommande aussi à la Régie « *de demander à Hydro-Québec de faire un suivi étroit de la question de l'enjeu d'interruption en cas de reprise en charge, comme condition à sa reconnaissance de la prudence et utilité des actifs et de la nécessité des dépenses* »[82].

UC

[150] L'UC considère que la Régie devra se pencher et examiner avec une approche nouvelle et plus exigeante la rentabilité du Projet et la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation du service de BRRC et qu'elle devrait s'assurer de la prudence démontrée par le Distributeur dans la conception, la mise en place et l'exploitation de son projet.

[151] L'intervenante soumet que puisque le caractère prudent du Projet doit être au coeur de la réflexion de la Régie, cette dernière doit être convaincue que ce Projet ne présente pas de risque d'augmentation tarifaire pour la clientèle.

---

80 Pièce C-ROEÉ-0014, p. 21.
81 Pièce C-SÉ-AQLPA-0007, p. 24.
82 Pièce C-SÉ-AQLPA-0007, p. 49.

[152] Or, l'UC a constaté que l'analyse économique du Projet, telle que soumise par le Distributeur, repose sur un nombre élevé d'hypothèses erronées ou entachées d'incertitudes et que cela a un impact important sur la démonstration de sa rentabilité.

[153] Dans sa preuve, UC remet en question et conteste plusieurs des hypothèses présentées par le Distributeur au soutien de la rentabilité du Projet, dont :

- le scénario de référence et l'analyse de sensibilité;
- l'impact et le calcul de l'effet induit tels que soumis;
- la consommation annuelle des VÉ;
- le nombre de recharges par borne;
- le déclin du marché des VHR;
- l'impact de la concurrence d'autres réseaux de bornes de recharges.

[154] Dans sa preuve, l'UC soumet avoir démontré que plusieurs des hypothèses fondamentales de l'analyse de rentabilité ne tiennent pas la route et que si ces hypothèses étaient redressées, il y aurait une diminution significative des revenus de recharges estimés par le Distributeur de plus de 20 %. L'intervenante conclut que le Projet, sur la base de la correction de certaines de ces hypothèses, produirait un déficit en valeur actualisé de 15 M$.

[155] L'intervenante demande donc à la Régie de rejeter la Demande, telle que soumise, parce que le Distributeur n'a pas fait une démonstration solide ou même raisonnable que son Projet de 118 M$ est prudent.

[156] Subsidiairement, et sans préjudice à ce qui précède, si la Régie devait permettre au Distributeur de procéder au déploiement de BBRC, l'UC demande à la Régie de limiter le déploiement en le divisant en plusieurs phases, par exemple, avec une première phase pour le déploiement de 325 BBRC jusqu'en 2020. Le résultat de cette première phase pourrait alors être examiné en 2021, lors de l'examen pour l'inclusion au revenus requis d'une deuxième phase. À son avis, une telle approche prudente pourrait rendre le Projet plus acceptable et moins risqué[83].

[83] Pièce C-UC-0011, p. 5.

UMQ

[157] L'UMQ appuie le principe du Projet présenté par le Distributeur. Selon l'intervenante, le Projet contribue à la Politique énergétique2030.

[158] Par ailleurs, selon l'UMQ :

> « *L'ajout de centaines de BRCC dans l'emprise publique risque donc de générer un phénomène de rejet, par manque d'acceptabilité sociale dans certains cas. L'UMQ considère donc essentiel de préciser, étant donné la nature réglementaire particulière de ce projet, que l'installation de ces bornes tombe sous le premier alinéa de l'article 30 de la Loi sur Hydro-Québec* [note de bas de page omise] *et que le Distributeur devra convenir avec chaque municipalité de l'endroit où les bornes seront installées et des conditions d'installation* »[84].

[159] L'UMQ considère que les divers coûts du Projet sont justifiés en ce qu'ils favoriseront la bonne intégration des bornes dans les milieux urbanisés. L'intervenante recommande à la Régie d'encourager le Distributeur à négocier sur cette base avec les municipalités afin de convenir des compensations pour les aménagements et services rendus qui seront requis par les bornes qu'il installera[85].

[160] L'UMQ estime que la manière par laquelle le Distributeur comptabilise dans son analyse économique et financière, non seulement les revenus associés directement aux bornes, mais également ceux découlant des ventes d'électricité à domicile associées à la recharge des VÉ, est justifiée[86].

[161] L'UMQ recommande à la Régie d'accueillir la preuve du Distributeur relative à l'analyse économique et financière du Projet.

---

84 Pièce C-UMQ-0007, p. 13.
85 Pièce C-UMQ-0007, p. 15.
86 Pièce C-UMQ-0007, p. 16.

Opinion de la Régie

[162] La Régie note la volonté du Gouvernement de favoriser le déploiement rapide et coordonné du réseau public de BRCC comme l'un des facteurs d'une croissance rapide de l'électrification des transports individuels.

[163] A cet égard, elle considère que le législateur a adopté la Loi 25 pour permettre à Hydro-Québec de mettre en œuvre et d'exploiter un réseau public de BRCC, en intégrant le coût du déploiement du réseau dans les tarifs de distribution d'électricité, une approche socialisant le financement de ce réseau pour favoriser l'atteinte des objectifs de la Politique énergétique 2030 en matière d'électrification des transports.

[164] Tenant compte de la perspective du Distributeur qui approvisionne la charge locale en électricité, la Régie retient que le Projet s'avérera justifié tant que les ventes de VÉ anticipées par la Politique énergétique 2030 se réaliseront, puisque l'augmentation des VÉ contribuera assurément à la croissance des ventes d'électricité.

[165] En ce sens, elle considère que le Projet répond à la volonté exprimée par le Gouvernement et qu'il s'inscrit dans l'esprit de la Loi 25.

[166] **Ainsi, en plus de l'impact de ses conclusions sur la nature et le cadre réglementaires applicables et pour les motifs énoncés précédemment, la Régie accueille la Demande, pour l'année 2019, selon la preuve du Distributeur.**

[167] Toutefois, la Régie est d'avis que la croissance rapide du marché des VÉ comporte plusieurs incertitudes relatives, notamment, à l'évolution de la technologie, au comportement des électromobilistes et à la recharge à domicile, qui ont un impact direct sur la planification du déploiement des BRCC, eu égard à l'ensemble des variables et paramètres du Projet. Ces incertitudes modifient les paramètres financiers et se répercutent dans l'évaluation des impacts économiques et financiers du Projet. D'ailleurs plus on s'éloigne dans le temps, plus ces incertitudes rendent difficile l'examen de la Régie qui porte sur l'établissement de la juste valeur des actifs utiles et prudemments acquis et la détermination des dépenses nécessaires à l'exploitation du réseau public de BRCC.

[168] La Régie note l'approche prudente du Distributeur qui prévoit un déploiement adapté et progressif basé sur l'expérience acquise du déploiement effectué par Circuit électrique. Prenant en compte l'évolution rapide de la technologie en matière

d'électrification des transports, la Régie juge toutefois qu'il est justifié d'anticiper que des ajustements de natures diverses peuvent survenir sur un horizon de 10 ans.

[169] La Régie estime que l'effet cumulatif anticipé de ces ajustements est susceptible d'entraîner une hausse ou une baisse des ventes de VÉ anticipées et, par conséquent, des ventes d'électricité qui y seraient associées, s'écartant d'autant du scénario présenté par le Distributeur.

[170] Ainsi, la Régie ne connaissant pas, à ce stade, l'ampleur des ajustements que le Distributeur apportera au Projet au cours des prochaines années, elle ne peut porter un jugement éclairé sur les revenus requis sur l'horizon du Projet.

[171] À cet égard, la Régie note que les contrats conclus visant l'achat et l'installation de BRCC résultent d'un appel de proposition public fait en 2018, d'une durée de trois ans[87]. Considérant l'évolution technologique rapide constatée par le Distributeur[88], la Régie est d'avis qu'au-delà de cette période de trois ans, les montants convenus pourraient ne pas être représentatifs du coût d'acquisition des BRCC.

[172] Par ailleurs, la Régie note que le déploiement proposé par le Distributeur repose aussi sur un certain nombre d'hypothèses relatives à la notion d'effet induit, à la croissance du nombre de VÉ et au ratio adéquat entre le nombre de BRCC et le nombre de VÉ[89].

[173] La Régie retient que l'analyse du Distributeur repose sur le principe selon lequel l'implantation du réseau de BRCC permettra de stimuler la croissance du parc de VÉ québécois[90]. Ce point de vue est notamment soutenu par les résultats du sondage pancanadien réalisé par *Abacus Data et Clean Energy Canada* qui indiquent que la présence de bornes de recharge en nombre suffisant et la recharge rapide seraient les deux facteurs les plus déterminants en matière d'acquisition d'un VÉ[91].

[174] Or, au-delà des enjeux de formulation de ce sondage[92], la Régie constate qu'en tenant compte de sa marge d'erreurs, les cinq premiers facteurs revêtent une importance

---

87 Pièce B-0023, p. 3.
88 Pièce B-0004, p. 12.
89 Pièce C-FCEI-0014, p. 5.
90 Pièce B-0004, p. 18.
91 Pièce B-0032, p. 7 et 8.
92 Pièce A-0030, p. 185.

comparable. Elle en conclut que la présence de BRCC n'est pas nécessairement plus importante que l'autonomie ou que le coût d'utilisation des VÉ dans les facteurs d'achat de VÉ. Ainsi, la Régie accorde peu de valeur probante à ce sondage.

[175] De plus, la Régie note des enjeux de cohérence et d'harmonisation de la preuve du Distributeur relatifs à la détermination de l'effet induit calculé par la firme E3[93] et à celui retenu par le Distributeur[94], le premier portant sur l'ensemble des VÉ, soit les VEÉ et les VHR et le second portant uniquement sur les VEÉ[95].

[176] La Régie souligne que M. Horii, de la firme E3, tout en qualifiant les prévisions du Distributeur comme étant raisonnables, a aussi souligné le caractère ambitieux du Projet :

> « *I'm going back to this idea of the rapid DCFC growth, I just want to point out that I think the lower hanging fruit, so the most likely, your most beneficial DCFC sites are probably largely taken already by circular Circuit électrique. I also point out that it's going to be quite a challenge for Quebec, I think, to hit those EV targets that have been set, because if you compare Quebec to some place like California, for example, you know, Quebec EV sales have mostly been just in the metropolitan area so far.*
>
> *So, you know, further market expansion to other areas is gonna be very difficult. You've sort of seen the early adoption and the easy areas where the range of the vehicle doesn't really matter much, the recharging doesn't matter as much. Also* [I] *point-out that about twenty percent (20%) of the Québec population leaves outside of metropolitan areas whereas in California, it's only about five percent (5%),* [s]*o you have a much more widely distributed population, so that's going to be a challenge.*
>
> *And what I don't mention on this slide is just the challenge of the cold winters. You know, there's studies out that say you know in the cold you're going to have poor battery range performance as well as when you factor in that someone needs to use their heater in the car, you could be looking at forty percent (40%) reductions in the, you know, effective range of those vehicles in the Canadian winter versus in the, you know, the warm California winters. So it's another challenge for Québec.*

---

93 Pièce A-0023, p. 188.
94 Pièce B-0004, p. 19.
95 Pièce A-0030, p. 13.

> *So you know to sort of reiterate, I believe our report presents a reasonable forecast of inducement effects and while* […] *individual assumptions can certainly be questioned, the fundamental impacts of having charging networks are well recognized within the EV community* »[96]. [nous soulignons]

[177] Par ailleurs, la Régie constate, comme l'un des témoins du Distributeur, que le coût à l'achat des VÉ, lui-même influencé par les programmes gouvernementaux de subventions à l'achat de VÉ, peut avoir un impact plus important sur les ventes de VÉ que la relative présence d'infrastructures de recharge :

> « *S'il y avait augmentation à travers tout ça, de subventions gouvernementales au Québec, est-ce que ça affecterait l'élasticité réelle des ventes de véhicules électriques en fonction de l'infrastructure de recharge. C'est-à-dire est-ce que l'infrastructure de recharge va quand même continuer d'avoir un impact si les prix diminuent beaucoup, si les subventions au prix des véhicules sont toujours là, quelle est l'importance relative à ce moment-là, de l'infrastructure de recharge.* […]
>
> *A.* […] *There might be some small impact on the elasticity value here, but you know, I think that would be a very small effect compared to the real effect of just a change in the EV sales under both the reference case and the Hydro-Quebec case, which we'd expect to see a large increase* »[97].

[178] La Régie est sensible à l'effet de sa décision sur l'exercice de sa compétence tarifaire ultérieure, tout au long de l'horizon de déploiement du Projet. Elle considère que le témoignage du Distributeur est particulièrement éclairant à cet égard :

> « *Il reste qu'il s'agit d'un projet d'investissements et quand on demande à la Régie d'établir la juste valeur des actifs et les montants globaux qui découlent de l'exploitation du réseau et de l'installation de ces actifs-là, ça se situe dans une perspective de est-ce que le projet que l'on propose est le projet adapté à l'atteinte des objectifs que l'on vise. Est-ce que les coûts que l'on envisage apparaissent raisonnables à la Régie, est-ce que le mode de déploiement, que ce soit en termes géographiques ou en termes de rythme apparaît raisonnable. Ce sont les questions sur lesquelles la Régie se* [penche] *dans le cadre de cette demande et il y a un montant qui est estimé à à peu près de cent vingt millions de dollars (120 M) pour ce projet-là, puis c'est des investissements qui seront suivis année après année par*

---

96 Pièce A-0023, p. 120 à 122.

97 Pièces B-0004, p. 8, et A-0026, p. 149 et 150.

> *la Régie et elle pourra évaluer si on s'en tient au plan qu'on lui avait annoncé dans les grandes lignes et si on déploie même le nombre de bornes qui était encore une fois dans les grandes lignes, pas à la borne près, qui était annoncé dans le projet* »[98]. [nous soulignons]

[179] Ainsi, la Régie est familière avec les processus d'examen des projets d'investissements liés au réseau de distribution et peut compter sur l'expertise développée à cet égard. Toutefois, elle voit plusieurs distinctions importantes entre ces projets d'investissements et celui qui fait l'objet de la Demande.

[180] De façon évidente, le Projet ne portant pas sur un actif de distribution d'électricité, la Régie exerce, dans le cadre du présent dossier, un tout nouveau volet de sa compétence qui porte sur un nouvel usage électrique, qui présente une technologie récente et innovante et pour laquelle peu de références existent.

[181] Le Projet comporte une portion relative à la mise en œuvre et une autre à l'exploitation qui sont intimement liées et qui se poursuivront au-delà de l'horizon de 10 ans[99].

[182] Enfin, dans la mesure où la Régie n'est pas appelée à autoriser le Projet en vertu de l'article 73 de la Loi, une fois l'établissement de la juste valeur des actifs et la détermination des dépenses nécessaires à l'exploitation effectués, elle n'exerce aucun contrôle sur le déroulement du Projet sur l'horizon de présentation.

[183] La Régie prend acte des demandes de subvention faites par le Distributeur afin de contribuer au financement du Projet. Elle note que l'obtention de ces subventions devrait vraisemblablement permettre de réduire les coûts du Projet assumés par la clientèle du Distributeur.

[184] Enfin, la Régie note que selon sa preuve, le Projet aura un impact négligeable sur les revenus requis du Distributeur durant les premières années et, qu'à partir de 2022, il amènera un effet à la baisse croissant sur les revenus requis[100].

---

98 Pièce A-0028, p. 34 et 35.
99 Pièce A-0028, p. 38 et suivantes.
100 Pièce B-0004, p. 20 et 21, tableau 8 : Impact sur les revenus requis du Distributeur.

[185] Tenant compte de l'ensemble des éléments contextuels et de leurs impacts sur les hypothèses retenues, la Régie estime qu'elle doit faire preuve de prudence.

[186] La Régie prend acte de l'horizon de 10 ans sur lequel repose le déploiement du plan de développement des BRCC. Cependant, elle estime que l'ensemble des hypothèses retenues par le Distributeur sur cet horizon ne lui permet pas d'établir, de façon probante, la juste valeur des actifs utiles à l'exploitation d'un service public de BRCC et de déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer l'exploitation d'un tel service pour l'horizon du Projet.

[187] La Régie juge cependant que l'ensemble des hypothèses retenues par le Distributeur, dans le contexte actuel, sont raisonnables et lui permettent d'établir la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation du service public de recharge pour VÉ jusqu'au 31 mars 2021, date à laquelle les appels d'offres des BRCC seront renouvelés.

[188] **En conséquence, la Régie établit la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation du service public de recharge pour véhicules électriques et détermine les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques, tels que présentés dans la preuve du Distributeur, jusqu'au 31 mars 2021.**

[189] **Au-delà de cette période, la Régie ordonne au Distributeur de lui présenter une mise à jour de ses hypothèses et du plan de déploiement du Projet, dans le cadre d'un dossier spécifique conformément au cadre et au traitement réglementaires alors en vigueur, afin de lui permettre d'établir la juste valeur des actifs et de déterminer la valeur des dépenses nécessaires afférentes à la poursuite du Projet.**

5. SUIVIS RELATIFS À LA DEMANDE

[190] Le Distributeur rappelle que dans le cadre du dossier tarifaire[101], la Régie a demandé à ce que les études sur l'usage de bornes de recharge et les habitudes de consommation des

[101] Dossier R-4057-2018, décision D-2019-027, p. 66, par. 290 et 291.

propriétaires de VÉ soient désormais présentées dans ses plans d'approvisionnement. Elle lui a également demandé qu'il fasse rapport, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, de tout changement significatif dans les comportements des clients attribuables à la recharge de VÉ pouvant avoir un impact significatif sur les besoins à la pointe.

[191] Le Distributeur propose un suivi annuel des dépenses nécessaires à l'exploitation du service :

> « *Le Distributeur souligne par ailleurs que, malgré l'approbation des montants globaux par la Régie dans le cadre du présent dossier, un suivi quant aux dépenses nécessaires pour l'exploitation du service sera fait à chaque année, et ce, dans le cadre de son dossier tarifaire. Aussi, même si l'étape d'autorisation préalable d'investissements en vertu de l'article 73 de la LRÉ ne trouve pas application, la Régie bénéficiera d'une information adéquate pour déterminer les revenus requis associés à l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ* »[102].

[192] Le Distributeur indique que les prévisons annuelles seront effectuées pour les revenus de recharge aux bornes et à domicile. Un suivi des investissements associés au Projet sera déposé annuellement[103].

[193] En audience, le Distributeur commente les éléments de suivi soumis par la Régie[104]. Il exprime certaines réserves, notamment en ce qui a trait à la reddition de comptes sur le nombre de BRCC au Québec appartenant à d'autres réseaux que le service public de recharge rapide, les investissements requis pour les infrastructures connexes, les ventes à domiciles ainsi que leurs coûts d'approvisionnement. Il affirme pouvoir fournir un suivi des subventions gouvernementales lorsqu'elles ont trait aux bornes et à leurs infrastructures. Les frais d'exploitation globaux peuvent également être déposés.

[194] L'AHQ-ARQ souligne que le Distributeur doit exercer une vigie continue de tous les paramètres qui peuvent affecter le déploiement des BRCC et recommande que le Distributeur revoit sa stratégie de déploiement géographique mensuellement, puis en fasse état annuellement à la Régie[105].

---

102 Pièce B-0009, p. 7.
103 Pièce B-0014, p. 4 et 5.
104 Pièce A-0028, p. 46, 47 et 54 à 59.
105 Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 18.

[195] L'AQCIE et la FCEI recommandent que le Distributeur présente une mise à jour du Projet au cours de l'année 2020, afin de poursuivre le service au-delà de 2021[106].

[196] Pour les années 2021 à 2027, l'AQCIE et la FCEI proposent que le Distributeur dépose en 2020 une mise à jour du Projet pour approbation et qu'il maintienne une comptabilité distincte de l'ensemble des coûts associés au Projet et des revenus aux bornes[107].

[197] Le ROEÉ propose que le Distributeur soumette un suivi sur l'avancement du Projet au cours des trois prochaines années[108].

[198] SÉ-AQLPA recommande que les actifs et les dépenses de ce service du Distributeur soient examinés à leur mérite chaque année, dans le cadre des dossiers tarifaires[109].

[199] L'UC propose que le Distributeur soit autorisé à déployer la phase 1 du service BRCC jusqu'en 2020 pour 325 bornes et qu'il présente une nouvelle demande avec la confirmation ou le raffinement de ses hypothèses[110].

Opinion de la Régie

[200] La Régie retient les précisions du Distributeur sur la faisabilité de réaliser certains suivis, au cours du déploiement du Projet[111].

[201] Par ailleurs, elle constate que de nombreux commentaires ont été formulés par les intervenants à l'égard de la nécessité de valider la progression de plusieurs paramètres utilisés dans l'analyse du nouveau service de BRCC.

[202] **La Régie ordonne au Distributeur d'effectuer un suivi annuel du Projet en documentant les informations selon le format du tableau ci-dessous.**

---

106 Pièce C-FCEI-0014, p. 35.
107 Pièce C-FCEI-0014, p. 40.
108 Pièce C-ROEÉ-0014, p. 21.
109 Pièce C-SÉ-AQLPA-0007, p. 50.
110 Pièce C-UC-0007, p. 35.
111 Pièces A-0028, p. 46 et 47, et A-0024.

	Année historique	Année de base	Année témoin
Nombre de bornes installées par le Distributeur			
Nombre de VEÉ au Québec			
Nombre de VHR au Québec			
Investissements requis (bornes)			
Subventions gouvernementales			
Facturation interne ventilée			

6. CRÉATION D'UN COMPTE D'ÉCARTS ET DE REPORTS

[203] Le Distributeur fait valoir que dans le contexte tarifaire actuel, il maintient la demande de création d'un CÉR pour y comptabiliser tous les coûts associés au Projet qui ont un impact sur ses revenus requis et qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun, en considérant le MRI qui lui est applicable[112].

[204] Il rappelle cependant qu'il ne prévoit pas utiliser le CÉR ni demander de facteur exogène (Facteur Z) et précise que les modalités de disposition du CÉR seront fournies dans le cadre des dossiers tarifaires présentés à la Régie chaque année. Conséquemment, le Distributeur soumet que sa demande de CÉR, ou d'un éventuel Facteur Z, ne porte pas atteinte au pouvoir de la Régie d'approuver annuellement les impacts sur les revenus requis associés aux coûts du Projet.

[205] Lors du contre-interrogatoire de ses témoins par la Régie, le Distributeur précise le contexte de sa demande de création d'un CÉR, dans le cadre du MRI :

> « […] *La raison pour laquelle on demandait un compte d'écart, c'était dans une optique de traitement en facteur Z. On comprend que, enfin on prévoit que le projet en tant... que le projet actuel, en fait tel qu'il est présenté, ne rencontre pas les*

[112] Pièce B-0049, par. 22 et 63.

> *caractéristiques d'un facteur Z. Dans ces circonstances-là, la demande de création d'un compte d'écart apparaît moins utile.*
>
> *Cependant, je n'ai pas obtenu une libération totale de cette demande parce qu'on veut quand même demeurer prudent. On n'est pas encore, on ne maîtrise pas encore parfaitement la mécanique des facteurs Z. Je pense qu'il y a eu une décision récente dans un projet d'investissement conjoint entre le Transporteur et le Distributeur dans lequel un compte d'écart a été attribué. Je dirais que par prudence on maintient notre demande* »[113]. [nous soulignons]

[206] L'AQCIE et la FCEI recommandent de refuser la création d'un CÉR[114]. Elles justifient leur position par un rappel des discussions lors du dossier tarifaire R-4057-2018 sur la création d'un Facteur Z générique et de la décision D-2019-027[115].

[207] Selon elles :

> « *La demande du Distributeur est très similaire dans sa nature à la demande de facteur Z générique. Elle vise à créer un compte d'écart pour capter les variations survenues en cours d'année avec l'intention de demander un facteur Z pour récupérer ces écarts éventuellement. Les facteurs Z approuvés par la Régie (pannes majeures et événements imprévisibles en réseaux autonomes) visent des situations accidentelles qui sont susceptibles de survenir, mais dont on ne peut prévoir le moment de l'occurrence.* […]
>
> *A priori, il n'y a aucune raison d'anticiper un écart de coût important dans le cadre du projet à l'étude, d'autant plus que le Distributeur a le contrôle entièrement* [de] *la gestion de cette activité. Ainsi, une accélération volontaire du déploiement relève de son contrôle. Advenant une directive législative ou réglementaire, le Distributeur aurait la possibilité de s'adresser à la Régie, tel que décrit aux paragraphes 182 et 283 de la décision D-2019-027* »[116].

---

113 Pièce A-0028, p. 49 et 50.
114 Pièce C-FCEI-0014, p. 40.
115 Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision D-2019-027, p. 42, par. 179 à 183.
116 Pièce C-FCEI-0014, p. 37 à 41.

[208] Pour ces intervenantes, la création d'un CÉR se heurte à un problème d'application. En l'absence d'un Facteur Z, elles perçoivent mal comment l'écart versé au compte serait calculé[117].

[209] SÉ-AQLPA recommande la constitution d'un CÉR, lequel serait traité lors du rapport annuel comme facteur d'exclusion au MRI (Facteur Y), quel que soit son montant, sans seuil minimal de matérialité requis. C'est donc comme Facteur Y et non comme Facteur Z que ces coûts devront être traités[118].

[210] L'UMQ recommande de maintenir le CÉR pour y comptabiliser les coûts associés au Projet qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs[119].

Opinion de la Régie

[211] Dans sa décision D-2018-166[120], la Régie a rendu une ordonnance de sauvegarde et a autorisé, de façon provisoire, la création du CÉR, hors base de tarification et portant intérêt, en date de la décision, pour comptabiliser les coûts du Projet encourus à compter du 21 novembre 2018. Elle a précisé que cette décision provisoire, sujette à confirmation par la décision au fond, pourrait faire l'objet de modification quant aux caractéristiques du CÉR ainsi qu'à l'égard de la nature des sommes reconnues pouvant y être versées.

[212] La Régie comprend que, dans le déroulement prévu du Projet, tel que présenté dans la Demande, le Distributeur n'entrevoit pas avoir recours au CÉR sur l'horizon de ce dernier, sauf en cas de situations exceptionnelles :

> « *Advenant le cas où le rythme de déploiement devait changer, par exemple supposons, j'improvise là, le gouvernement avait de nouvelles cibles de pénétration de véhicules électriques qui devenaient encore plus ambitieuses et nous engageaient à les soutenir à travers le déploiement du réseau de bornes de recharge rapide. À ce moment-là, dans la mesure où les impacts revenus requis de l'investissement, c'est-à-dire les impacts annuels des charges d'investissement que l'on connaît, amortissement, rendement et essentiellement cela dépassaient quinze millions de dollars (15 M$) annuellement, il serait opportun pour nous de*

---

117 Pièce A-0030, p. 151.
118 Pièce C-SÉ-AQLPA-0007, p. 10.
119 Pièce C-UMQ-0007, p. 19.
120 Décision D-2018-166.

> *demander un traitement facteur Z, ce qui permettrait, par ailleurs, de suivre cet élément de coûts à l'extérieur de la formule dès lors* »[121]. [nous soulignons]

[213] Selon le cadre réglementaire en vigueur, advenant le cas où une telle situation imprévisible surviendrait et que des coûts relatifs au réseau public de BRCC justifieraient la création d'un CÉR ou autre facteur Z, la Régie invite le Distributeur à lui présenter, à ce moment, une demande de création de CÉR.

[214] **Considérant ces motifs, la Régie rejette la demande de création d'un CÉR, rétroactivement à sa date de création provisoire et, le cas échéant, en radie les montants inscrits.**

[215] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la Demande pour l'année 2019, selon la preuve du Distributeur;

ÉTABLIT, pour les années 2019 à 2021, la valeur des actifs liés au Projet, selon la preuve du Distributeur;

DÉTERMINE, pour les années 2019 à 2021, les montants globaux des dépenses liées au Projet, selon la preuve du Distributeur;

ORDONNE au Distributeur de lui présenter une mise à jour de ses hypothèses et du plan de déploiement du Projet pour les années subséquentes, dans le cadre d'un dossier spécifique;

REJETTE la demande de création d'un CÉR rétroactivement à sa date de création provisoire;

DEMANDE au Distributeur de présenter un suivi annuel tel que décrit à la section 8 de la présente décision;

---

121 Pièce A-0028, p. 69.

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, dans les délais fixés.

Sylvie Durand
Régisseur

François Émond
Régisseur

Nicolas Roy
Régisseur