

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

N° : R-3986-2016

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

(ci-après le « Distributeur »)

Demanderesse

ET

FÉDÉRATION CANADIENNE DE
L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE

(section Québec), 630, boul. René
Lévesque Ouest, bureau 2880, Montréal,
Québec, H3B 1S6

(ci-après la « FCEI »)

Intervenante



ARGUMENTATION DE LA FCEI

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 DU
DISTRIBUTEUR

AUX FINS DE SA DEMANDE, L'INTERVENANTE EXPOSE RESPECTUEUSEMENT
CE QUI SUIT :

I. REMARQUES PRÉLIMINAIRES

1. Suite à la décision procédurale 2017-006, rendue le 30 janvier 2017, la FCEI intervient auprès de la Régie de l'énergie (« Régie ») dans le dossier concernant la Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur (« Plan »).
2. La FCEI regroupe plus de 24 000 petites et moyennes entreprises (« PME ») québécoises qui œuvrent dans tous les secteurs d'activités économiques et dans toutes les régions du Québec. À titre d'association patronale qui défend ces PME, la FCEI, par ses représentations auprès des pouvoirs et organismes publics, veille à leur assurer une prospérité économique, et ce, au plus grand bénéfice de l'ensemble des citoyens et des citoyennes du Québec.
3. Les PME représentées par la FCEI sont, dans une large part, assujetties aux tarifs de petites et moyennes puissances d'Hydro-Québec Distribution.
4. La FCEI favorise l'accès au gaz naturel et à l'électricité à tous ceux qui en font la demande afin de favoriser la concurrence entre les sources d'énergie disponibles. Cette concurrence est un élément essentiel pour assurer un service

de distribution de qualité à coûts raisonnables et, par incidence, le développement à long terme des distributeurs d'énergie.

5. Ce développement à long terme doit tendre vers la réduction du coût de service de chaque distributeur, diminuant en conséquence les coûts d'utilisation de l'énergie et permettant ainsi aux entreprises québécoises d'être encore plus compétitives sur les marchés nationaux et internationaux.

II. BILAN EN PUISSANCE

Évolution du besoin en puissance

6. La FCEI est d'avis que le Distributeur a sous-estimé les besoins en puissance dans le cadre du Plan.
7. Tout d'abord, le Distributeur a déposé une demande d'approbation concernant un *Programme commercial pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane* dans les secteurs commercial, institutionnel et industriel le 1^{er} novembre 2016¹.
8. Le dépôt de cette demande a donc été effectué suite au dépôt de la demande du Distributeur pour l'approbation du présent Plan.
9. Lors du contre-interrogatoire des témoins du Distributeur par la procureure de l'Union des Consommateurs, le Distributeur a confirmé l'impact à la hausse de ce programme sur le besoin en puissance et que le plan d'approvisionnement n'en tenait pas compte :

« Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [218] O.K., alors maintenant, il n'y en a pas eu de mise à jour, on est d'accord, il n'y en a pas eu, on fonctionne toujours avec les mêmes chiffres que ce qu'il y avait au dossier au moment du dépôt du dossier?

M. HANI ZAYAT :

R. Tout à fait.

Q. [219] Si vous aviez procédé à une mise à jour, comme vous nous l'aviez annoncé, n'est-il pas probable que la vision de monsieur Martel, dont il nous parle en mars deux mille dix-sept (2017), on l'aurait retrouvée dans le présent dossier?

R. En fait, je vais le dire autrement : on... j'ai parlé, ce matin, d'une, pas d'une révision, mais de l'information qui venait impacter l'horizon du Plan d'approvisionnement, c'est l'information relative à notre campagne de conversion du chauffage, du mazout à l'électricité, qui a des impacts de l'ordre

¹ Dossier R-4000-2017

de trois cents (300), trois cent cinquante gigawattheures (350 GWh) en deux mille dix-huit (2018).

Q. [220], Mais ça, c'est un impact à la hausse si la Régie le recevait?

R. C'est un impact à la hausse, effectivement. Au-delà de ça, on considère qu'il n'y a pas de mise à jour, il n'y a pas de mise à jour requise, le dossier est toujours... est toujours celui qu'il est là. S'il y a une autre mise à jour, elle va venir dans le cadre de l'état d'avancement en novembre deux mille... en novembre deux mille dix-sept (2017).Q. [221] O.K. »²

10. De plus, la FCEI estime qu'il demeure une incertitude importante quant à l'impact de l'effritement du tarif DT et de la pénétration des véhicules électriques sur le besoin en puissance.
11. Sur ce dernier facteur, elle demeure perplexe quant à la validité de la méthodologie de la pointe moyenne adoptée par le Distributeur pour évaluer le besoin en puissance et son impact sur l'évaluation de ce besoin.
12. Considérant la progression importante de la pénétration du véhicule électrique au Québec à l'horizon 2027-2030³, cette incertitude pourrait avoir un impact important sur le Plan.

Gestion du besoin en puissance

13. Ceci étant, la FCEI souligne l'importance de gérer de manière proactive l'évolution du besoin en puissance.
14. En particulier, la FCEI estime que la mise en place des meilleures solutions pour favoriser l'apport des nouvelles technologies à la gestion du besoin en puissance devrait être visée dans les meilleurs délais.
15. La FCEI réfère plus spécifiquement aux solutions qui permettraient de limiter l'impact des véhicules électriques sur le besoin en pointe, voire de favoriser la contribution de ces véhicules aux ressources à la pointe.
16. Selon la FCEI, la mise en place de mesures, tarifaires ou autres, de manière hâtive, est susceptible de favoriser un déploiement plus harmonieux de ces nouvelles technologies considérant que les choix des consommateurs pourraient être influencés par l'offre du Distributeur.
17. Par exemple, le type de borne de recharge (unidirectionnelle versus bidirectionnelle) choisi par les clients pourrait différer selon les mesures offertes par le Distributeur.

² R-3986-2016, NS de l'audience du 23 mai 2017, pages 180 et 181

³ R-3986-2016, NS de l'audience du 23 mai 2017, page 120

18. La FCEI demande donc à la Régie qu'elle exige du Distributeur qu'il bonifie, au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2019, le suivi portant sur la recharge des véhicules électriques qui doit être déposé suite à la décision D-2017-022, afin d'y inclure une évaluation de la diffusion des différentes technologies de recharge, l'évolution technologique au niveau de la recharge incluant les systèmes V2H et V2G, le portrait des solutions tarifaires et commerciales envisagées pour déplacer la recharge hors de la période de pointe, de même que la vision et la feuille de route du Distributeur pour la mise en place d'une solution.
19. **Selon la FCEI, la Régie devrait avoir comme objectif la mise en place d'une solution tarifaire ou commerciale au dossier tarifaire 2019, soit avant que la croissance du nombre prévu de véhicules électriques ne s'accélère trop.**
20. La FCEI demande de plus qu'une information similaire soit présentée en ce qui concerne les technologies de stockage d'énergie chez les clients et sur le réseau de distribution.

Approvisionnementnements additionnels requis et surplus d'approvisionnement

21. La FCEI soumet à la Régie qu'il est important, pour les motifs plus amplement détaillés à sa preuve, que le Distributeur fournisse davantage d'information sur l'ensemble du profil des approvisionnementnements additionnels requis et des surplus d'approvisionnement, afin que la Régie ait en main toutes les informations nécessaires aux fins de l'analyse du Plan.
22. En effet, bien que le Distributeur présente dans sa preuve, aux figures 3D-2 à 3D-5 de la pièce B-0009, certains éléments de déséquilibre entre les besoins et les approvisionnementnements, il omet de présenter une image prospective complète des déficits et des surplus d'approvisionnementnements pour chacune des heures de l'année.
23. En effet, le Distributeur omet d'indiquer, aux figures 3D-2 à 3D-5 de la pièce B-0009, la valeur exacte des surplus d'approvisionnementnements, indiquant plutôt la valeur « 0 ».
24. Dans le cadre du contre-interrogatoire des témoins du Distributeur, il a cependant été démontré que de telles données pouvaient être obtenues :

« Q. [103] Parfait. Merci. Maintenant changeons d'onglet. Allons à l'onglet... à l'onglet 29 on voit l'année deux mille dix-sept (2017), l'année deux mille dix-huit (2018), l'année deux mille dix-neuf (2019) et l'année deux mille vingt-six (2026). À la colonne... à la ligne 4 on voit onze cent quarante-deux (11 2). Ensuite deux mille dix-huit (2018) on voit douze cent soixante six (1266), deux mille dix-neuf (2019), neuf cent cinquante-cinq (955) et deux mille vingt-six (2026), deux mille deux cent quarante-six (2246). Que représentent ces valeurs, à votre connaissance?

R. C'est les approvisionnement additionnels requis.

Q. [104] Voilà.

R. Horaire.

Q. [105] Parfait. O.K. Merci.

R. Classés.

Q. [106] Classés, parfait. Et maintenant, si on revient en deux mille dix-sept (2017) on voit la... la donnée onze cent quarante-deux (1142), mille cent quarante-deux (1142) à la ligne 4. Et si dans la même année vous descendez à la ligne 28 vous voyez trente-huit (38). Dites-moi si vous le voyez.

R. Oui.

Q. [107] Parfait. Ensuite si on descend, je vous soumet, là, jusqu'à la toute fin, ce sont... c'est toujours des zéros. Est-ce que... dites-moi si ça vous apparaît exact.

R. On observe ça.

Q. [108] O.K. Alors pou... bon. Alors pouvez-vous m'expliquer, suite à votre observation que c'est tous des zéros, comment ces valeurs sont... bien dans un premier temps comment ces valeurs sont obtenues?

R. On soustrait la demande à nos approvisionnements et le patrimonial et on obtient ainsi le résiduel.

Q. [109] Parfait. Et pour... pour ce qui est zéro, les lignes 0 et suivantes est-ce que le résultat est toujours zéro ou ça peut être moins... ça peut être négatif puis vous...

R. Vu qu'ici le titre s'appelle « les achats additionnels requis », bien sur les... les données qu'on observe zéro c'est qu'on n'observe aucun additionnel... aucun achat additionnel requis.

Q. [110], Mais vous êtes d'accord avec moi que parfois il peut y avoir une valeur négative, mais vous, vous mettez zéro, c'est ce que je comprends.

R. Exactement.

Q. [111] Parfait. Bon. Mais dans les faits est-ce que ce serait bien compliqué de fournir les données négatives pour vous, puisque vous les avez?

M. HANI ZAYAT :

R. On va revenir à l'utilité de l'exercice. Ce sont des... donc on utilise la planification pour les besoins du plan d'approvisionnement, donc pour planifier nos approvisionnements, les achats requis. Ici, il n'y a aucun achat requis. On ne peut... c'est des surplus. Et étant donné que les surplus on ne peut rien faire avec, sinon que c'est du patrimonial

qu'on n'utilise pas, il n'y a pas de pertinence à fournir des données négatives.

(11 h 10)

Q. [112] O.K. Je comprends. Je comprends que ces données-là existent, mais vous ne jugez pas pertinentes? Je veux dire, il n'y a pas de...

R. C'est une soustraction, donc effectivement, les données existent. »⁴

25. La FCEI soumet donc que le Distributeur peut et doit fournir ces informations afin de permettre à la Régie d'avoir tout l'éclairage nécessaire pour évaluer les propositions du Distributeur affectant le Plan, qu'il s'agisse de modifications aux tarifs (e.g. tarif DT), aux programmes de gestion de la demande en puissance, aux programmes commerciaux, ou autres.

III. CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME EN PUISSANCE

26. Le Distributeur inscrit à son bilan en puissance une contribution des marchés de court terme à 1100 MW.
27. La FCEI soumet que la contribution des marchés de court terme pouvant être inscrite au bilan excède largement 1100 MW.
28. Elle s'en remet à sa preuve quant à la démonstration à cet égard.
29. Elle réitère toutefois les conclusions suivantes découlant de son analyse.
30. Contrairement à ce que prétend le Distributeur⁵, le partage de réserve évalué par le NPCC n'est pas égal à la somme des capacités de transport vers le Québec. La preuve à cet effet est indiscutable.
31. Le partage de réserve évalué par le NPCC tient compte de l'ensemble des contraintes existantes, et ce, qu'elles se situent autant au niveau des capacités de production que des capacités de transport. Il n'y a au dossier aucune preuve à l'effet contraire.
32. Le partage de réserve constitue la capacité que le NPCC serait prêt à reconnaître en totalité pour les fins des démonstrations de la fiabilité. Il n'y a au dossier aucune preuve à l'effet contraire.
33. Le partage de réserve est présent en quantités importantes, même lorsqu'il n'y a aucune capacité additionnelle dans les réseaux voisins. Il n'y a au dossier aucune preuve à l'effet contraire.

⁴ R-3986-2016, NS de l'audience du 23 mai 2017, pages 89 à 91

⁵ R-3986-2016, NS de l'audience du 23 mai 2017, page 108

34. Finalement, soulignons que la proposition du Distributeur de limiter la contribution des marchés de court terme à 1100 MW est en contradiction avec la décision de la Régie dans le cadre du dernier Plan d'approvisionnement du Distributeur⁶.
35. Dans cette décision, la Régie retenait une contribution des marchés de 1500 MW à son bilan en puissance.
36. Elle demandait également d'évaluer la contribution des marchés de court terme afin d'augmenter cette contribution.
37. En fonction de l'ensemble de la preuve au dossier et pour les motifs plus amplement détaillés ci-dessus, la FCEI est d'avis que le Distributeur devrait augmenter la contribution des marchés de court terme à 2000 MW pour l'instant.

De la nécessité de réserver la puissance des marchés de court terme

38. Le Distributeur soutient qu'il doit impérativement garantir la puissance provenant des marchés extérieurs pour l'inscrire à son bilan.
39. La FCEI est en désaccord avec cette position. Elle soumet qu'il n'est pas nécessaire de réserver la puissance des marchés de court terme à l'avance pour l'utiliser lors des heures où des besoins se présentent.
40. Le Distributeur n'a aucune obligation de garantir la puissance sur les marchés de court terme outre celle qu'il s'impose lui-même. Il peut pallier à l'absence de garantie de puissance par l'inscription d'une réserve comme il le fait d'ailleurs pour certains autres moyens d'approvisionnement⁷.
41. La FCEI soumet également que la décision du Distributeur de limiter la contribution des marchés de court terme à 1100 MW est trop restrictive et engendre des coûts d'approvisionnement inutiles sur l'ensemble de l'horizon du Plan. En particulier, les achats de puissances UCAP et le recours à l'option d'électricité interruptible engendre des coûts de puissance non nécessaires à l'approvisionnement des besoins de la clientèle du Distributeur.

Priorisation des marchés de court terme avant l'électricité interruptible

42. La FCEI soumet à la Régie que les marchés de court terme devraient être priorisés par rapport à l'électricité interruptible dans le bilan de puissance du Distributeur pour les raisons qui suivent :
 - i) La puissance de l'électricité interruptible doit être engagé pour les quatre mois de l'hiver alors que les besoins réels en puissance ne sont habituellement présents que pour les mois de janvier et de février;

⁶ Décision D-2014-205, dossier R-3864-2013, page 40, paragraphes 161 et 162

⁷ Dossier R-3986-2016, B-0032, HQD-0003, document 3, page 15

- ii) Les achats de marché court terme sur les bourses énergétiques peuvent être engagés à deux heures ou moins d'avis;
 - iii) Les restrictions d'utilisation de l'électricité interruptible ne s'appliquent pas aux achats de court terme;
 - iv) Tel que démontré par la FCEI, il n'est pas nécessaire de réserver la puissance des achats de court terme;
 - v) Les prix de l'énergie des achats de court terme sont généralement avantageux par rapport à ceux de l'électricité interruptible.
43. Afin de minimiser les coûts d'approvisionnement, la FCEI soumet donc à la Régie que le Distributeur devrait prioriser la contribution des marchés de court terme.

IV. ACHATS D'ÉNERGIE DE COURT TERME

44. La FCEI s'interroge quant à l'optimalité de la séquence et des modalités de détermination des achats d'énergie de court terme du Distributeur, et ce, dans un souci de minimisation des coûts d'achats d'énergie. La FCEI s'interroge plus spécifiquement sur les délais d'engagement des achats d'énergie de court terme et sur l'analyse de la volatilité des prix effectuée par le Distributeur.
45. Comme démontré dans le cadre de sa preuve, la FCEI constate que, indépendamment des conditions climatiques, environ 50% des achats d'énergie de court terme effectués par le Distributeur en 2015 ont été engagés à plus de deux jours d'avis, et même jusqu'à huit jours à l'avance dans certains cas.
46. La FCEI tient à préciser que ses vérifications ont été effectuées sur la base de l'hypothèse que les transactions couvrant une période de plus d'une journée sont réparties également entre ces journées, puisque les données journalières et horaires ne sont pas divulguées par le Distributeur.
47. À cet égard, l'ensemble de la preuve déposée dans le cadre du présent dossier démontre la nécessité que le Distributeur partage ces données journalières et horaires afin de permettre à la Régie d'avoir une meilleure compréhension de la mécanique et de la procédure du Distributeur lors d'achats d'énergie de court terme.
48. Ceci étant, la FCEI s'interroge quant au bien-fondé de procéder à de tels achats de court terme à plus de deux jours d'avis, alors que le Distributeur n'a pas été en mesure de démontrer une réelle volatilité des prix de l'énergie lors de ces achats.
49. Afin de valider la pertinence de tels achats, la FCEI est d'avis que la Régie doit avoir en main une analyse approfondie heure par heure. Par ailleurs, une analyse des délais optimaux devrait également tenir compte de l'amélioration des erreurs de prévision plus on s'approche du temps réel.

50. La FCEI demande donc à la Régie qu'elle exige du Distributeur qu'il fasse une telle analyse à chaque année dans le cadre de la cause tarifaire afin de justifier ses achats d'énergie de court terme de l'année précédente et qu'il justifie par des faits et des analyses économiques sa stratégie sur les délais d'engagement des achats d'énergie de court terme.
51. Dans le cadre d'une telle stratégie, la FCEI est d'avis que le Distributeur pourrait d'ailleurs tirer avantage de la mise à jour de la prévision de la demande d'électricité émise par la division TransÉnergie à toutes les 20 minutes, ce qui lui permettrait de procéder aux demandes d'achats DAM auprès du NY ISO à 5 h 00 la veille, et ce, afin d'assurer la meilleure optimisation des ressources possible.

V. RECOMMANDATIONS DE LA FCEI

52. À la lumière de ce qui précède, la FCEI formule les recommandations suivantes à l'intention de la Régie :
- Que les figures 3D-2 à 3D-5 de la pièce B-0009 déposée par le Distributeur présentent l'équilibre complet des approvisionnements sur les 8760 heures de l'année, incluant les déficits et les surplus, et que les données et calculs sous-jacents, incluant la contribution de chaque moyen d'approvisionnement, soient déposés dans un chiffrier en format électronique manipulable aux fins des prochains plans d'approvisionnement;
 - Que la Régie exige du Distributeur qu'il présente les résultats du projet pilote portant sur la télécommande du tarif DT ainsi qu'une proposition commerciale ou tarifaire visant à améliorer la rentabilité du tarif DT au plus tard lors du dossier tarifaire 2019;
 - Que le Distributeur bonifie, au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2019, le suivi portant sur la recharge des véhicules électriques qui doit être déposé suite à la décision D-2017-022, afin d'y inclure une évaluation de la diffusion des différentes technologies de recharge, l'évolution technologique au niveau de la recharge incluant les systèmes V2H et V2G, le portrait des solutions tarifaires et commerciales envisagées pour déplacer la recharge hors de la période de pointe, de même que la vision et la feuille de route du Distributeur pour la mise en place d'une solution.
 - Que la Régie exige du Distributeur qu'il :
 - i) Respecte le paragraphe 150 de la décision D-2015-179 sur la présentation du bilan en puissance.
 - ii) Priorise les marchés de court terme par rapport à l'électricité interruptible, à moins d'une démonstration économique en faveur du contraire.

- iii) Ne procède plus à la réservation, à l'avance, des achats de puissance de court terme à chaque année, à moins d'une démonstration en faveur contraire.
 - iv) Prévoit, dans le cadre du présent plan, une contribution des marchés de court terme de 2000 MW dans les bilans de puissance.
- Que la Régie exige du Distributeur, dans le cadre des dossiers tarifaires, une analyse approfondie *ex-post* de ses achats hâtifs (plus de 48 heures d'avance) et une justification *ex ante* de l'optimalité de ses délais d'achat pour ses achats d'énergie de court terme de l'hiver précédent.
53. Le tout, respectueusement soumis.

Montréal, ce 1^{er} juin 2017

(s) Fasken Martineau DuMoulin

FASKEN MARTINEAU DuMOULIN, SENCRL, srl
Procureurs de l'intervenante Fédération canadienne
de l'entreprise indépendante


