

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2018-182

R-4018-2017

19 décembre 2018

Phase 2

---

## PRÉSENTS :

Simon Turmel  
Louise Rozon  
Françoise Gagnon  
Régisseurs

---

**Énergir, s.e.c.**

Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision portant sur le suivi relatif à la procédure de *term up*, les capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL et les caractéristiques des contrats qui en découleront**

***Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c., à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018***



**Intervenants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);**

**Option consommateurs (OC);**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);**

**Union des municipalités du Québec (UMQ).**

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 1<sup>er</sup> novembre 2017, Énergir, s.e.c., (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation de son plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018. Cette demande est réamendée à quelques reprises, la dernière étant la 13<sup>e</sup> demande réamendée déposée le 21 novembre 2018 (la Demande)<sup>1</sup>. La Demande est présentée en vertu des articles 31 (1<sup>o</sup>), (2<sup>o</sup>) et (2.1<sup>o</sup>), 32, 34 (2), 48, 49, 52, 72, 73, 74 et 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la Loi).

[2] Le 28 septembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-135<sup>3</sup> portant, notamment, sur le calendrier d'examen des conclusions recherchées par Énergir quant aux capacités de transport à soumissionner auprès de TransCanada Pipelines Limited (TCPL) pour le service à prix fixe de longue durée entre Empress et North Bay Junction (PFLD-NBJ) et les caractéristiques des contrats qui en découleront, ainsi que celles des contrats complémentaires sur le tronçon entre North Bay Junction (NBJ) et Eastern Delivery Area / Northern Delivery Area (EDA/NDA).

[3] Le 19 octobre 2018, Énergir dépose ses réponses aux demandes de renseignements (DDR) n<sup>o</sup> 3 de l'ACIG et n<sup>o</sup> 7 de la Régie portant sur les capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL.

[4] Le 26 octobre 2018, l'ACIG dépose ses conclusions quant à la proposition du Distributeur de contracter auprès de TCPL le contrat PFLD-NBJ, qu'elle appuie sans réserve.

[5] Le 19 novembre 2018, considérant les réponses d'Énergir à sa DDR n<sup>o</sup> 8 déposées le 14 novembre 2018, la Régie juge que la preuve au dossier est désormais suffisante et entame son délibéré quant au niveau de capacité de transport à soumissionner auprès de TCPL et les caractéristiques des contrats qui en découleront.

---

<sup>1</sup> Pièce [B-0301](#).

<sup>2</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#).

<sup>3</sup> Décision [D-2018-135](#).

[6] Le 28 novembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-173<sup>4</sup> portant sur les conclusions de la Demande, à l'exception de celles liées au niveau de capacité de transport à soumissionner auprès de TCPL ainsi que des contrats qui en découleront. Elle se prononce également sur les demandes de paiement de frais des intervenants.

[7] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur le suivi de la décision D-2018-049 relatif à la procédure de *term up*, ainsi que sur le niveau de capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL pour le service PFLD-NBJ et les caractéristiques des contrats qui en découleront<sup>5</sup>.

## 2. SUIVI RELATIF À L'EXERCICE DE LA PROCÉDURE DE *TERM UP*

[8] En suivi de la décision D-2018-049<sup>6</sup>, Énergir présente le contexte lié à la procédure de *term up* initiée par TCPL et pour laquelle elle indique avoir pris position dans les délais convenus.

[9] Le Distributeur explique que l'entente entre TCPL et trois distributeurs gaziers, dont Énergir, approuvée par l'Office national de l'énergie (ONÉ) en 2014<sup>7</sup> (l'Entente), prévoyait notamment la possibilité pour TCPL d'exiger des expéditeurs sur son réseau qu'ils prolongent leur contrat de transport advenant la nécessité de construire de nouvelles infrastructures aux coûts supérieurs à 20 M\$. À défaut, l'Entente prévoyait que l'expéditeur perdrait le droit de renouvellement de son contrat de transport et que ce dernier expirerait à son terme prévu. Le Distributeur précise que cette procédure, connue sous le nom de *term up*, n'a pas pour effet de prolonger la durée de vie de l'Entente ni de ses obligations de maintenir ses capacités en transport FTLH<sup>8</sup> de 85 000 GJ/jour (2 243 103m<sup>3</sup>/jour) jusqu'au 31 décembre 2020.

---

<sup>4</sup> Décision [D-2018-173](#).

<sup>5</sup> Pièce [B-0301](#), p. 5.

<sup>6</sup> [D-2018-049](#), p. 6, par. 11.

<sup>7</sup> Ordonnance ONÉ RH-01-2014.

<sup>8</sup> *Firm Transportation Long Haul* : service de transport ferme de TCPL entre Empress et GMIT EDA/NDA.

[10] Énergir indique que TCPL a reçu plusieurs demandes pour contracter de nouvelles capacités qui nécessitaient la construction de nouvelles infrastructures d'une valeur de plus de 20 M\$. À cet effet, elle dépose l'avis de TCPL initiant la procédure de *term up* pour les contrats de transport FTLH, FTSH<sup>9</sup> et STS<sup>10</sup> visés par la demande de prolongation. Pour chacun de ces contrats, Énergir devait prendre position selon les trois options suivantes<sup>11</sup> :

- maintenir la date de l'échéance contractuelle impliquant que le contrat expire à l'échéance, sans autre droit de renouvellement;
- prolonger la date de l'échéance contractuelle jusqu'au 31 octobre 2024 et maintenir les droits de renouvellement;
- prolonger la date de l'échéance contractuelle après le 31 octobre 2024 et maintenir les droits de renouvellement.

### ***Analyses au soutien de la prolongation des contrats visés par la procédure de term up***

[11] Le Distributeur présente un tableau résumant les analyses réalisées au cours de l'année 2017 aux fins de sa décision de prolonger ou non l'échéance contractuelle des contrats de transport visés par la procédure de *term up*<sup>12</sup>.

[12] Énergir soumet que les besoins d'approvisionnement ont été évalués selon la méthode de la prévision de la demande à la journée de pointe utilisée dans les dossiers tarifaires. Elle explique également qu'en raison de l'augmentation de la demande prévue à la suite de la révision budgétaire 0/12 pour l'année 2017-2018 et des prévisions à la hausse des perspectives économiques pour l'année 2018, la prévision de la demande pour l'année 2017-2018 a été maintenue puisque, selon l'information dont elle dispose, le résultat aurait nécessairement été une augmentation de cette dernière<sup>13</sup>.

---

<sup>9</sup> *Firm Transportation Short Haul* : service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et GMIT EDA/NDA.

<sup>10</sup> *Storage Transportation Service* : service de transport ferme entre Parkway et GMIT EDA. Ce service n'est ferme que du 1<sup>er</sup> novembre au 15 avril inclusivement.

<sup>11</sup> Pièce [B-0148](#), annexe 1.

<sup>12</sup> Pièce [B-0148](#), p. 6.

<sup>13</sup> Pièce [B-0148](#), p. 5.

[13] En fonction des outils d'approvisionnement qu'elle détient, Énergir prévoit des déficits d'approvisionnement pour les années 2022-2023 et 2023-2024. Sur la base de ces déficits, elle a pris la décision de prolonger l'échéance contractuelle du contrat de transport FTLH Empress-EDA de 1 927 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (73 000 GJ/jour), qui aurait autrement expiré le 31 octobre 2022, ainsi que celle des autres contrats visés par la procédure de *term up*, pour deux années supplémentaires, soit jusqu'au 31 octobre 2024<sup>14</sup>.

[14] À cet égard, le Distributeur souligne que le contrat de transport FTLH de 1 927 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour avait déjà fait l'objet d'une procédure de *term up* en 2015, ayant pour effet de reporter sa date d'échéance au 31 octobre 2022<sup>15</sup>.

[15] **La Régie prend acte du suivi demandé au paragraphe 11 de la décision D-2018-049 déposé par Énergir et s'en déclare satisfaite.**

### 3. CAPACITÉS DE TRANSPORT À SOUMISSIONNER AUPRÈS DE TCPL

[16] En suivi de la décision D-2018-049<sup>16</sup>, Énergir dépose les analyses relatives aux alternatives en lien avec la fin de son obligation de conserver des capacités en transport FTLH de 85 000 GJ/jour à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021.

[17] Bien que les capacités de transport FTLH Empress-EDA de 1 927 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (73 000 GJ/jour) sont visées par la procédure de *term up*, le Distributeur indique avoir considéré la totalité des capacités de transport FTLH dans ses analyses puisqu'il est également possible de convertir les capacités en transport FTLH Empress-NDA de 317 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (12 000 GJ/jour) et que la conversion des capacités de 85 000 GJ/jour s'avérerait plus avantageuse<sup>17</sup>.

---

<sup>14</sup> Pièce B-0218, tableau de l'annexe 4 (pièce confidentielle).

<sup>15</sup> Dossier R-3879-2014, pièce [B-0614](#), p. 85 et 99.

<sup>16</sup> [Page 6](#).

<sup>17</sup> Pièce [B-0287](#), p. 9.

[18] Parmi les diverses alternatives relatives aux capacités de transport FTLH, Énergir considère les trois options suivantes :

- maintenir les capacités de 85 000 GJ/jour en transport FTLH;
- convertir les capacités de 85 000 GJ/jour en transport FTSH;
- convertir les capacités de 85 000 GJ/jour en transport PFLD-NBJ, soit un nouveau service proposé par TCPL dans le cadre d'un appel d'offres lancé le 22 août 2018 et se terminant le 21 septembre 2018.

[19] À cet égard, Énergir annonce son intention de déposer une soumission dans le cadre de cet appel d'offres pour le service PFLD-NBJ. Le Distributeur précise toutefois que TCPL a accepté, exceptionnellement, que sa soumission soit conditionnelle à l'obtention d'une décision favorable de la Régie<sup>18</sup>.

[20] Les caractéristiques du contrat pour le service PFLD-NBJ sont les suivantes :

- Type de contrat : Contrat d'achat de transport primaire entre Empress et North Bay Junction (PFLD-NBJ)
- Volume quotidien : 85 000 GJ/jour
- Date de début : 1<sup>er</sup> janvier 2021
- Date de fin : 31 décembre 2030
- Durée totale : 10 ans
- Tarifs : coût fixe de 0,93 \$/GJ, incluant les frais d'abandon (actuellement 0,16 \$/GJ) tant que ces derniers demeurent inférieurs à 0,22 \$/GJ

[21] Selon les conditions de service prévues à l'appel d'offres, Énergir soumet qu'elle pourrait se prévaloir d'un droit de conversion avant l'échéance du terme résultant d'une audience ultérieure sur les tarifs de transport, ce qui lui assurerait de payer le tarif le plus bas entre le service à prix fixe PFLD-NBJ et le FTLH entre Empress et NBJ<sup>19</sup>.

---

<sup>18</sup> Pièces [A-0049](#), p. 79 et [B-0289](#), p. 14 et 15.

<sup>19</sup> Pièce [B-0289](#), p. 11.

[22] De plus, Énergir indique que pour compléter le service, elle contractera une capacité de transport sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA équivalente à la quantité convertie en service PFLD-NBJ.

### *Évaluation de la demande et des besoins d'approvisionnement*

[23] Afin de confirmer la nécessité de conserver les capacités de transport FTLH de 85 000 GJ/jour sous une forme ou une autre, Énergir a évalué dans quelles circonstances, en fonction de l'échéance de ses outils d'approvisionnement, elle n'en aurait pas besoin.

[24] Dans le cas où les outils d'approvisionnement venant à échéance d'ici 2030 ne sont pas renouvelés, à l'exception du renouvellement des capacités de transport FTLH de 85 000 GJ/jour, Énergir évalue les capacités découlant des outils d'approvisionnement de long terme de l'ordre de  $23\,856\,10^3\text{m}^3/\text{jour}^{20}$ .

[25] Selon Énergir, une diminution de la demande de pointe en 2030 à la hauteur des capacités identifiées de  $23\,856\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  représenterait une perte de 33 % par rapport à la demande de pointe projetée pour 2019<sup>21</sup>. Elle soumet que pour qu'une telle situation se produise, l'ensemble des conditions défavorables suivantes devraient se matérialiser de 2019 à 2030 : une croissance annuelle du PIB réel du Québec de 0,7 %, une perte de sa position concurrentielle de dix points de pourcentage, un ralentissement marqué du nombre de nouveaux clients et du volume de consommation moyen ainsi que la perte des trois plus importants clients, soit l'équivalent d'environ 15 % des livraisons<sup>22</sup>.

[26] Bien qu'elle n'en écarte pas l'éventualité, Énergir estime que ce scénario est très peu probable. Elle conclut que des outils d'approvisionnement au niveau de  $23\,856\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  jusqu'à l'horizon 2030 demeureraient utiles et requis. Il lui apparaît donc justifié de conserver un contrat d'approvisionnement de long terme jusqu'en 2030 d'une capacité de 85 000 GJ/jour, sous une forme ou une autre.

---

<sup>20</sup> Pièce [B-0287](#), p. 7, réponses 3.1 et 3.3.

<sup>21</sup> Pièce [B-0289](#), p. 7.

<sup>22</sup> Pièce [B-0289](#), p. 7 et 8.

### *Évaluation des alternatives*

[27] Énergir est d'avis que la meilleure façon d'analyser la rentabilité de ces options est de comparer les coûts à long terme des trois alternatives, selon une approche marginale. Selon elle, une analyse de moyen terme sur la base du plan d'approvisionnement ne permettrait pas de capter toute la valeur de chacune des options.

[28] Le Distributeur présente le détail et le résultat de ses analyses, ainsi que les hypothèses de tarifs de transport et des prix de la fourniture de 2020 à 2030<sup>23</sup>.

**TABLEAU 1**  
**COÛTS DES ALTERNATIVES AUX CAPACITÉS DE TRANSPORT FTLH**  
**DE 85 000 GJ/JOUR (M \$)**

<b>Alternatives</b>	<b>2020-21</b>	<b>2021-22</b>	<b>2022-23</b>	<b>(...)</b>	<b>Total Période 2021-2030</b>
1- Maintenir en FTLH	131	133	135		1 437
2- Convertir en FTSH	131	115	118		1 275
3- Convertir en PFLD-NBJ	116	115	117		1 258

*Source : Pièce B-0287, annexe 1, 2<sup>e</sup> tableau selon le scénario où le service PFLD-NBJ entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021. Pour l'année 2020-21, il y a pour hypothèse que les coûts du service FTSH sont équivalents au service FTLH, puisque la conversion du FTLH en FTSH ne peut se faire avant le 1<sup>er</sup> novembre 2021.*

*Les écarts observés sont dus aux arrondis.*

[29] Le Distributeur privilégie l'option de convertir les capacités de 85 000 GJ/jour en service PFLD-NBJ. En effet, il constate que cette option génère des économies d'environ 180 M\$ comparativement au maintien en FTLH, et de 17 M\$ comparativement à la conversion en FTSH<sup>24</sup>. Énergir soumet que le *statu quo* n'est pas avantageux puisque que cette alternative est la plus onéreuse. De plus, le service PFLD-NBJ comporte de nombreux avantages qualitatifs non négligeables comparativement à l'alternative de conversion en FTSH<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> Pièces B-0289, annexe 1 et B-0287, annexes 1 et 4.

<sup>24</sup> Pièce B-0287, annexe 1, 2<sup>e</sup> tableau, selon le scénario où le service PFLD-NBJ entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

<sup>25</sup> Pièce B-0287, p. 18, réponse à la question 5.1.

[30] Parmi ces avantages, Énergir note le risque de retard dans la mise en service d'infrastructures liées au transport FTSH. Elle soumet que, dans le cas de la conversion de ses contrats de FTLH en FTSH, la date d'entrée en service serait au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre 2021, soit le délai d'au moins trois ans prévu à l'Entente<sup>26</sup>. À cet effet, Énergir mentionne que, selon l'information dont elle dispose en ce moment, de nouvelles infrastructures seraient requises entre Parkway et Maple près de la municipalité de Vaughan.

[31] Le Distributeur souligne également que le service PFLD-NBJ et son contrat associé disposent du service FTI<sup>27</sup> pour les expéditeurs qui, comme lui, ont des contrats de STS. Le service FTI permet des avantages en flexibilité opérationnelle comparativement au service FTSH. Il permet également d'accumuler des crédits STS. Le Distributeur présente une analyse économique sur l'impact du service FTI selon chacune des trois options<sup>28</sup>.

[32] De plus, Énergir indique que tout impact sur le tarif de FTSH causé par des investissements requis afin de convertir ses capacités FTLH en capacités FTSH augmenterait les coûts totaux des contrats existants. Enfin, elle souligne qu'en demeurant à Empress, elle assure une diversité et une sécurité d'approvisionnement.

[33] Questionnée par la Régie afin de préciser en quoi l'approche globale du plan d'approvisionnement n'est pas appropriée pour évaluer le service PFLD-NBJ, Énergir répond qu'elle nécessite une prévision de la demande annuelle jusqu'à 2030 qui serait difficile à obtenir avec fiabilité. De plus, elle soumet que l'utilisation de l'approche globale repose sur de nombreuses hypothèses concernant les tarifs, la capacité d'entreposage, le taux de compression, les opportunités d'optimisation et le besoin de flexibilité opérationnelle. Compte tenu de l'horizon de long terme, Énergir considère improbable que le scénario qui se dégagerait de ces diverses hypothèses se matérialise intégralement<sup>29</sup>.

[34] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir dépose, pour les deux dernières années du plan d'approvisionnement 2019-2022, l'analyse de rentabilité des alternatives selon l'approche globale<sup>30</sup>. Pour l'année 2020-2021, considérant que la conversion du FTLH en FTSH ne peut se faire au plus tôt avant le 1<sup>er</sup> novembre 2021, Énergir a pris pour hypothèse que l'économie de l'option PFLD-NBJ, comparativement aux options FTSH et FTLH, est

---

<sup>26</sup> Pièce [B-0295](#), p. 10, réponse à la question 4.2.

<sup>27</sup> *Firm Transportation Injections* : service d'injection de TCPL

<sup>28</sup> Pièce [B-0287](#), réponse 4.8 et annexe 7.

<sup>29</sup> Pièce [B-0287](#), réponse 4.4.

<sup>30</sup> Pièce [B-0287](#), réponse 4.6 et annexe 6.

la même, soit 13,4 M\$. Quant à l'année 2021-2022, les résultats indiquent des économies en faveur de l'option FTSH de 2,1 M\$ comparativement à l'option PFLD-NBJ, et de plus de 20 M\$ comparativement à l'option FTLH.

[35] Quant à l'impact sur les coûts des services de transport, de fourniture et d'équilibrage lorsqu'elle doit sélectionner une option, Énergir soumet qu'elle le fait en considérant le coût global des options, peu importe leur répartition entre ces différents services<sup>31</sup>.

***Contrats complémentaires sur le tronçon NBJ et EDA/NDA afin de compléter le service PFLD-NBJ***

[36] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir précise les caractéristiques des contrats complémentaires sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA qu'elle prévoit contracter pour compléter les service PFLD-NBJ et qu'elle demande à la Régie d'approuver, soit<sup>32</sup> :

- Type de contrat : Contrats d'achats de transport primaire entre NBJ et Énergir EDA/NDA;
- Volume quotidien :
  - NBJ-EDA : 1 927 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (73 000 GJ/jour);
  - NBJ-NDA : 317 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (12 000 GJ/jour).
- Date de début : 1<sup>er</sup> janvier 2021;
- Date de fin : 31 décembre 2030;
- Durée totale : 10 ans;
  - Tarifs<sup>33</sup> :
  - NBJ-EDA : 0,5942\$/GJ (incluant les frais d'abandon de NBJ-EDA : 0,0411\$/GJ);
  - NBJ-NDA : 0,2230\$/GJ (incluant les frais d'abandon de NBJ-NDA : 0,0099\$/GJ).

---

<sup>31</sup> Pièce [B-0287](#), réponse 4.4.

<sup>32</sup> Pièce [B-0295](#), réponse 1.1.

<sup>33</sup> Tarifs présentement en vigueur. Ces tarifs seront révisés suivant l'examen réglementaire devant l'ONÉ du dossier tarifaire post-2020 de TCPL.

[37] Énergir mentionne que les capacités entre Empress et NBJ et entre cette dernière et Énergir-EDA/NDA sont liées les unes aux autres. Elle explique que si l'un de ces tronçons devait ne pas être disponible au 1<sup>er</sup> janvier 2021, elle continuerait à utiliser les capacités de transport FTLH dont elle dispose. Conséquemment, Énergir indique qu'il n'y a pas de risque de coûts échoués associés aux capacités Empress-NBJ.

[38] Selon Énergir, le seul risque associé à l'option de conversion du FTLH en PFLD-NBJ est au niveau réglementaire, plus particulièrement si l'ONÉ devait refuser la mise en service du nouveau service PFLD-NBJ et de ses contrats associés<sup>34</sup>.

### ***Position de l'ACIG***

[39] L'ACIG soutient la démarche et appuie la position d'Énergir relativement aux capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL. L'intervenante est d'avis que le contrat PFLD-NBJ permettra de maintenir une certaine diversité dans l'approvisionnement de la franchise d'Énergir et ainsi la prémunir, en partie, contre d'éventuels mouvements ponctuels à la hausse sur le prix du gaz à Dawn<sup>35</sup>.

### ***Opinion de la Régie***

[40] La Régie note que l'échéance contractuelle des capacités en transport FTLH de 85 000 GJ/jour visée par l'Entente, est prolongée jusqu'au 31 octobre 2021 pour la zone NDA<sup>36</sup> et à la suite de la récente procédure de *term up*, au 31 octobre 2024 pour la zone EDA.

[41] Avant de déterminer la stratégie à adopter visant ces capacités, la Régie note qu'Énergir a évalué ses besoins d'approvisionnement de long terme, justifiant ainsi de conserver des outils d'approvisionnement de long terme jusqu'en 2030, d'une capacité de 85 000 GJ/jour, sous une forme ou une autre. De plus, elle constate que le Distributeur a procédé à une analyse économique, selon une approche marginale, sur la base des coûts globaux à long terme de trois options.

---

<sup>34</sup> Pièce [B-0295](#), réponse 1.1 d).

<sup>35</sup> Pièce [C-ACIG-0034](#), p. 6.

<sup>36</sup> Pièce [B-0287](#), p. 8, réponse à la question 3.4.

[42] La Régie constate que la conversion des capacités de transport FTLH en PFLD-NBJ dès le 1<sup>er</sup> janvier 2021 génère des économies de 180 M\$ et de 17 M\$ sur une période de 10 ans, comparativement aux options de les maintenir en FTLH ou de les convertir en FTSH, respectivement.

[43] La Régie note les explications du Distributeur quant à l'utilisation de l'approche marginale dans l'évaluation économique de la stratégie à retenir. Elle est d'avis que cette approche comporte certaines limites, dont la matérialisation sur un horizon de long terme des hypothèses liées aux coûts, tels les tarifs de transport et les prix de la fourniture, et leurs impacts économiques sur le plan d'approvisionnement.

[44] La Régie constate que selon l'approche marginale et l'approche globale du plan d'approvisionnement 2019-2022, l'option de maintenir le FTLH n'est pas avantageuse pour la clientèle. Elle retient également que le service PFLD-NBJ comporte de nombreux avantages qualitatifs non négligeables comparativement à la conversion en FTSH. De plus, cette dernière option ne serait disponible qu'au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre 2021.

[45] Enfin, la Régie note que pour compléter le service PFLD-NBJ, Énergir devra contracter une capacité équivalente de transport sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA. À cet égard, elle retient que si l'un de ces tronçons devait ne pas être disponible au 1<sup>er</sup> janvier 2021, Énergir continuerait à utiliser les capacités de transport FTLH dont elle dispose et que, par conséquent, il n'y a pas de risque de coûts échoués associés aux capacités FTLH Empress-NBJ.

[46] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

**PREND ACTE** du suivi demandé au paragraphe 11 de la décision D-2018-049 et s'en déclare satisfaite;

**PREND ACTE** du niveau de capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL pour le service PFLD-NBJ;

**APPROUVE** les caractéristiques des contrats qui découleront de ces soumissions ainsi que celles des contrats complémentaires sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA;

Simon Turmel  
Régisseur

Louise Rozon  
Régisseur

Françoise Gagnon  
Régisseur

**Représentants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M<sup>e</sup> Guy Sarault;**

**Énergir, s.e.c., représentée par M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse, M<sup>e</sup> Marie Lemay Lachance et M<sup>e</sup> Vincent Locas;**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> Pierre-Olivier Charlebois et M<sup>e</sup> André Turmel;**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M<sup>e</sup> Prunelle Thibault-Bédard;**

**Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Éric David;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;**

**Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Catherine Rousseau.**