R-3905-2014 Phase 2

DEMANDE DE MISE EN PLACE D'UN MÉCANISME DE RÉCUPÉRATION DES COÛTS LIÉS À DES ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES EN RÉSEAUX AUTONOMES

PREUVE

Paul Paquin
Analyste

26 JUIN 2015

ACEF de Québec

Introduction

L'ACEF de Québec considère que le dossier actuel soulève plusieurs préoccupations qui doivent être analysées avant de conclure à la création d'un compte d'écart comme celui demandé par le Distributeur. L'intervenante a retenu les sujets suivants:

- Le contexte du dossier;
- Le risque spécifique en réseaux autonomes;
- Le risque d'affaires du Distributeur;
- La définition d'un événement imprévisible;
- Le traitement des coûts reliés au déversement;

Contexte

1- Le Distributeur mentionne que *conformément au Code de sécurité de la Régie du bâtiment du Québec et en vertu du permis d'occupation émis par Transports Canada à Hydro-Québec, des essais hydrostatiques doivent être régulièrement effectués sur l'oléoduc qui relie le quai de chargement du port de Cap-aux-Meules à la centrale thermique du Distributeur* .[1]

2- Selon l'Association canadienne de pipeline d'énergie (CEPA), un essai hydrostatique *consiste à remplir un pipeline d'eau et à le pressuriser à un niveau qui dépasse sa pression de fonctionnement.*[2]

3- Selon le Distributeur, c'est lors de l'un de ces essais qu'un déversement accidentel d'hydrocarbures est survenu le 12 septembre 2014. La quantité d'hydrocarbures déversée est estimée à 100 000 litres et à ce jour, les coûts encourus à la suite de cet évènement ont trait aux mesures d'urgence et à l'arrêt du déversement, aux coûts liés au confinement et à la récupération des litres d'hydrocarbures déversés et aux coûts liés à la réhabilitation du site.[3]

4- En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur précise que selon son estimation d'avril 2015, les coûts reliés au déversement s'élèvent à 20 M$.[4]

5- Suite à une décision de la Régie qui invite le Distributeur à *proposer et justifier, le cas échéant, un mécanisme permettant de récupérer les coûts d'événements imprévisibles qui ne*

---

1 B-0245 ou HQD-1, document 1, page 6

2 www.cepa.com/fr/lessai-hydrostatique-aide-a-maintenir-lintegrite-des-pipelines

3 B-0245 ou HQD-1, document 1, page 6

4 B-0250 ou HQD-2, document 1, page 3

seraient pas couverts, par ailleurs, par le risque d'affaires global de l'entreprise, et dont le montant est important[5], le Distributeur propose la création d'un compte d'écarts pour évènements imprévisibles en réseaux autonomes.[6]

Risques spécifiques en réseaux autonomes

6- Le Distributeur mentionne que, les risques d'évènements imprévisibles dans les réseaux autonomes sont plus importants qu'en réseau intégré du fait qu'il est responsable tant de la production que du transport et de la distribution de l'électricité. Il ajoute que l'utilisation des combustibles comme source d'approvisionnement des centrales en réseaux autonomes présente des risques particuliers, notamment aux plans de l'alimentation et de l'environnement.[7]

7- En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur ajoute que les risques sont accrus puisque ces réseaux sont tous situés en territoire éloigné faisant en sorte que les coûts associés à tout évènement imprévisible majeur y survenant sont, toute proportion gardée, plus élevés.[8]

8- Selon l'ACEF de Québec, il n'est pas suffisant de mentionner qu'un réseau qui comprend des équipements de production, de transport et de distribution comporte des risques plus élevés qu'un réseau qui ne comprend que des équipements de distribution, il faut également le démontrer. À cet effet, il faut considérer l'étendue de la desserte du réseau ainsi que les caractéristiques du milieu où il est implanté.

9- Ainsi, dans le cas du Distributeur, la plupart des réseaux autonomes comprennent une centrale diesel qui alimente les charges directement par un réseau de distribution très limité à faible distance de la centrale.

10- Parmi les réseaux autonomes, il y a également le réseau du Lac-Robertson et le réseau de Schefferville qui comprennent quelques équipements de transport minime, mais ces deux

---

5 D-2015-018, paragraphe 638

6 B-0245 ou HQD-1, document 1, page 7

7 B-0245 ou HQD-1, document 1, page 7

8 B-0250 ou HQD-2, document 1, page 6

réseaux sont alimentés par de la production hydroélectrique, les groupes diesel étant maintenus en réserve et ne fonctionnant que ponctuellement au besoin.

11- L'ensemble des réseaux autonomes inclut 353 km de lignes à 69 kV et 767 km de lignes de distribution.[9]

12- Par contre le réseau intégré du Distributeur est implanté sur un vaste territoire ayant des caractéristiques très diversifiées. Ce territoire comprend en effet des milieux urbains, semi urbains et ruraux. Il inclut 219 793 km de lignes de distribution[10] , soit plus de 200 fois plus que l'ensemble des lignes de transport et distribution des réseaux autonomes.

13- Selon l'ACEF de Québec, les réseaux autonomes et les réseau intégrés présentent des caractéristiques très différentes autres que les types d'équipements qui y sont présents, qui peuvent influencer leur niveau de risque et il n'a pas été démontré que le niveau de risque global des réseaux autonomes est plus élevé que celui du réseau intégré.

14- Soulignons enfin que la production thermique est une technologie éprouvée comme le mentionnait le Distributeur dans le dossier R-3776-2011 :

> *La production thermique est une technologie éprouvée, simple, connue, fiable et facile d'entretien. Elle présente également l'avantage de fournir de l'énergie et de la puissance de façon permanente et de ne pas être sujette aux aléas du vent, de l'ensoleillement et des apports hydriques*.[11]

15- En conséquence, l'ACEF de Québec est d'avis qu'il n'est pas requis de créer un compte d'écart spécifique pour les réseaux autonomes.

Risque d'affaires du Distributeur

16- Selon le Distributeur, le risque relié à un évènement imprévisible de plus grande importance en réseaux autonomes n'est pas reflété dans son risque d'affaires reconnu par la Régie.

---

9 R-3776, B-0061, page 4

10 Rapport annuel 2014 du Distributeur, HQD-10, document 3, page 3

11 R377-2011, B-0058 ou HQD-13, document 1, page 7

17- Il ajoute que la mise en place d'un compte d'écarts pour événements imprévisibles en réseaux autonomes permettra de corriger le déséquilibre des risques supportés par le Distributeur en réseaux autonomes par rapport à ceux supportés dans le réseau intégré.[12]

18- En réponse à une demande de la Régie à savoir si l'autorisation d'un compte aurait pour effet de diminuer le risque d'affaires global du Distributeur, celui-ci répond :

> *Non, ceci aurait pour effet de rétablir l'équilibre entre les risques d'affaires en réseaux autonomes et ceux en réseau intégré. En effet, lors de la dernière évaluation du risque d'affaires global du Distributeur, effectuée récemment dans le cadre du dossier R-3842-2013 portant sur le taux de rendement des capitaux propres, la Régie a décidé de réduire d'un minimum de 40 points de base le taux de rendement des capitaux propres des entreprises intégrées américaines (paragraphe 215 de la décision D-2014-034) aux fins de comparaison avec le Transporteur et le Distributeur. Cet ajustement a été fait, notamment, sur la base du fait qu'une partie des actifs de ces entreprises étaient des actifs de production réglementés, présumés comporter un risque d'affaires plus élevé que les actifs d'une entreprise opérant seulement un réseau de transport et de distribution d'électricité, comme c'est le cas pour le Transporteur et le Distributeur.*
> *Ainsi, le taux de rendement accordé au Distributeur ne tient pas compte du risque d'affaires supplémentaire généré par les actifs de production de ses réseaux autonomes.*[13]

19- Ainsi, selon le Distributeur, la création du compte d'écart proposé viendrait rétablir l'équilibre des risques. Cette affirmation présume que les risques du Distributeur n'ont pas été pris en compte correctement dans le dossier R-3842-2013. Or dans ce dossier conjoint du Transporteur et du Distributeur, celui-ci a demandé le même taux de rendement que celui demandé par le Transporteur et n'a pas fait de demande spécifique pour les réseaux autonomes. Il faut donc présumer que le *taux de rendement de ses capitaux propres de 8,2 % applicable à compter du 1er janvier 2014*[14] qui lui a été accordé dans la décision D-2014-034 correspond au niveau de risque auquel il est confronté et que la création d'un compte d'écart viendrait modifier à la baisse son niveau de risque global. Dans un tel cas, il faudrait revoir le taux de rendement qui lui a été accordé dans cette décision.

20- Par ailleurs, la référence du Distributeur à un risque plus élevé pour les entreprises intégrées américaines qui ont des actifs de production n'est valable que lorsqu'on compare des réseaux semblables quant à leur envergure et au territoire desservi. Au paragraphe 214 de la décision D-2014-034, il est mentionné une comparaison entre des entreprises intégrées et des entreprises qui ne produisent peu ou pas d'électricité.

---

12 B-0250 ou HQD-2, document 1, page 6

13 B-0250 ou HQD-2, document 1, page 10 et 11

14 D-2014-034, page 104, paragraphe 425

21- Une telle comparaison n'est pas valable dans le cas actuel car les réseaux autonomes ne sont aucunement comparable au réseau intégré du Distributeur autant quant à son étendu que quant aux caractéristiques du territoire où les réseaux sont implantés. Dans un tel cas, il apparaît à l'ACEF de Québec que ces dernières caractéristiques, notamment l'étendu du réseau et la diversité du territoire sont plus importantes que la présence d'équipements de production pour déterminer le niveau du risque d'affaires.

22- En conclusion, l'ACEF de Québec estime que la création d'un compte d'écart pour des événements en réseaux autonomes aurait pour conséquence de diminuer le risque global du Distributeur et que si un tel compte était créé il faudrait revoir le taux de rendement sur les capitaux propres du Distributeur qui lui a été accordé dans la décision D-2014-034. L'ACEF de Québec recommande de ne pas accepter la demande du Distributeur de créer un compte d'écarts pour évènements imprévisibles en réseaux autonome.

Définition d'un évènement imprévisible et nature des coûts

23- Le Distributeur mentionne qu'un évènement imprévisible *comprend les évènements inattendus, accidentels ou non récurrents de nature fortuite qui ont une incidence majeure sur les coûts. Ces évènements comprennent, entre autres, et sans limitation, une inondation, un tremblement de terre ou un déversement accidentel qui ont une probabilité d'occurrence faible.*

24- En réponse à une demande de renseignements de l'ACEF de Québec d'expliquer en quoi un déversement accidentel est de même nature qu'un tremblement de terre, le Distributeur mentionne qu'un *tremblement de terre tout comme un déversement accidentel (bien que ces événements soient différents) sont tous deux des événements inattendus.*

25- Selon l'ACEF de Québec, un déversement causé par des essais hydrostatiques qui doivent être faits régulièrement n'est pas un événement accidentel et inattendu. Il s'agit d'opérations qui doivent être faites dans le déroulement normal des entretiens du Distributeur pour respecter les obligations auxquelles il est soumis pour respecter le Code de sécurité de la Régie du bâtiment du Québec et en vertu du permis d'occupation émis par Transports Canada à Hydro-Québec[15]. Comme il s'agit d'essais pour vérifier que la canalisation ne comporte aucun défaut, il n'est pas inattendu qu'un défaut soit détecté, même si *à la connaissance du Distributeur il n'a encore jamais recensé d'autres évènements imprévisibles de cette ampleur (volume déversé et coûts) en réseaux autonomes*.[16]

26- Selon l'ACEF de Québec, il en est de même pour tout autre type de déversement qui se produirait dans le cadre des opérations normales d'entretien et d'exploitation du Distributeur.

---

15 B-0245 ou HQD-1, document 1, page 5

16 B-0250 ou HQD-2, document 1, page 9

En conséquence, l'ACEF de Québec est d'avis que le déversement d'hydrocarbure qui se produirait lors d'essais hydrostatiques sur un oléoduc dans les réseaux autonomes ou lors d'autres opérations normales et régulières du Distributeur n'est pas un événement imprévisible et les coûts résultant de ce déversement ne doivent pas être inclus dans un compte d'écart, mais plutôt être considérés comme des coûts d'entretien résultant des activités courantes du Distributeur.

27- Ainsi, si la Régie devait accepter la création d'un compte d'écarts pour évènements imprévisibles en réseaux autonome, l'ACEF de Québec recommande d'exclure de la définition d'événements imprévisibles les déversements qui se produiraient lors d'opérations normales et régulières du Distributeur en réseaux autonomes.

Traitement des coûts reliés au déversement.

28- Dans sa demande de renseignements, la Régie constate que le Distributeur a intégré les coûts encourus relativement au déversement d'hydrocarbures dans un compte de frais reportés et demande de préciser l'impact sur les résultats constatés en 2014 si un tel compte n'était pas autorisé par la Régie.

29- En réponse, le Distributeur mentionne qu'il n'entend pas amender le Rapport annuel de 2014, mais plutôt de refléter les impacts de cette décision dans les résultats réglementaires de 2015. [17]

30- Selon l'information fournie par le Distributeur, les coûts reliés au déversement sont maintenant évalués à 20 M$ [18] et, selon la compréhension de l'ACEF de Québec, c'est donc ce montant qu'il faudrait indiquer dans les résultats réglementaires de 2015.

31- Le tableau suivant présente les Charges d'exploitation historiques et autorisées pour les 5 dernières années, soit de 2010 à 2014. L'information est tirée des données fournies par le Distributeur dans les derniers dossiers tarifaires[19] ainsi que du Rapport annuel 2014 du Distributeur.

Tableau 1 : Historique des Charges d'exploitation réelles et autorisées
sur la période 2010-2014

---

17 B-0250 ou HQD-2, document 1, pages 10 et 11

18 B-0250 ou HQD-2, document 1, page 3

19 R-3905-2014, R-3854-2013, R-3814-2012, R-3776-2011,et R-3740-2010.

	2014		2013		2012		2011		2010	
	historique	D-2014-037	historique	D-2013-37	historique	D-2012-024	historique	D-2011-028	historique	D-2010-022
	1278	1318,6	1 245,00	1 372,70	1 203,70	1 268,00	1 232,00	1 332,00	1 296,00	1 327,90
Écart	-40,60		-127,70		-64,30		-100,00		-31,90	

32- On peut constater que depuis l'année 2010, les charges d'exploitation réels du Distributeur ont toujours été inférieurs aux charges autorisées par la Régie, notamment pour l'année 2014 où l'écart est de 40.6 M$. Sur toute la période, l'écart est de 364,5 M$.

33- Cette constatation permet de conclure que le Distributeur dispose d'une marge de manœuvre quant à l'utilisation des montants autorisés pour ses charges d'exploitation et vient renforcer la recommandation de l'ACEF de Québec de ne pas autoriser un compte d'écart spécifique pour les événements en réseaux autonomes. Le montant peut être pris à même la marge de manœuvre dont dispose le Distributeur quant à l'utilisation du montant des charges d'exploitation autorisé par la Régie.

34- De plus, puisque le montant des charges d'exploitation autorisé pour l'année 2014 n'a pas été totalement utilisé, il apparaît préférable d'allouer à l'année 2014 les frais reliés au déversement encourus en 2014.

35- De même les frais reliés au déversement qui seront encourus en 2015 devraient apparaître au Rapport annuel de 2015.

36- Selon l'ACEF de Québec, la répartition des frais sur les années où ils ont été réellement encourus est préférable car cela permet d'étaler les frais encourus sur plusieurs années et reflète mieux la réalité.

37- L'ACEF de Québec recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur amende son Rapport annuel afin d'inclure les frais encourus en 2014 reliés au déversement survenu aux Îles-de-la-Madeleine.

Paul Paquin
PP Économetch conseil