

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C. 1985, ch. N-7, dans sa version modifiée, et aux règlements pris en application de celle-ci;

RELATIVEMENT À la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012), L.C. 2012, ch. 19, dans sa version modifiée, et aux règlements pris en application de celle-ci;

RELATIVEMENT À une demande déposée par Oléoduc Énergie Est Ltée, à titre de commandité, au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership et de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership, visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique et des approbations connexes aux termes des parties I, III et IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

RELATIVEMENT À une demande déposée par TransCanada PipeLines Limited et Oléoduc Énergie Est Ltée concernant la cession de certains actifs de pipeline de gaz naturel aux termes des parties I, IV et V de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

DEMANDES RELATIVES AU PROJET ÉNERGIE EST ET À LA CESSION D'ACTIFS DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ET D'OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE

**Modifié
en décembre 2015**

Destinataire : Secrétaire
Office national de l'énergie
517 Dixième avenue S.O.
Calgary (Alberta)
T2R 0A8

MODIFICATION DES DEMANDES RELATIVES AU PROJET ÉNERGIE EST ET À LA CESSION D'ACTIFS

Le projet Énergie Est (le « Projet » ou l'« Oléoduc Énergie Est ») est constitué d'un oléoduc d'environ 4 500 km destiné à transporter du pétrole brut en provenance de points de réception en Alberta et en Saskatchewan vers des sites de livraison au Québec et au Nouveau-Brunswick.

Le Projet inclut à la fois de nouveaux tronçons de pipeline et de nouvelles installations pipelinières connexes et des installations pipelinières existantes qui seront cédées de TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada ») à Oléoduc Énergie Est Ltée (« Énergie Est ») et converties afin de transporter du pétrole au lieu du gaz naturel.

Pour réaliser le Projet, Énergie Est et TransCanada doivent toutes deux obtenir des approbations réglementaires. Énergie Est demande des approbations qu'elle doit obtenir aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi sur l'ONÉ »), de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* (la « LCÉE 2012 ») et de règlements connexes, tandis que TransCanada demande des approbations qu'elle doit obtenir aux termes de la Loi sur l'ONÉ et de règlements connexes (globalement, la « demande »). La portée du Projet Énergie Est et les approbations demandées sont décrites dans les autres parties de la présente demande.

Demanderesses

1. Énergie Est est une société par actions constituée sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, est une « compagnie » au sens attribué à ce terme dans la Loi sur l'ONÉ, et elle est détenue en propriété indirecte par TransCanada. Énergie Est est le commandité agissant au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership (« Energy East LP »), et elle est un commandité de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership (« Canaport Energy East LP »).
2. Energy East LP sera propriétaire de la totalité des installations formant le Projet, à l'exception du terminal maritime de Canaport d'Énergie Est, qui sera la propriété de Canaport Energy East LP. Énergie Est, et une filiale en propriété conjointe de TransCanada et d'Irving Oil Company, Limited (Irving Oil) sont les commandités de Canaport Energy East LP.
3. TransCanada est une société prorogée sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et une « compagnie » au sens de la Loi sur l'ONÉ.
4. TransCanada est propriétaire et exploitante d'un réseau de transport de gaz naturel qui commence à la frontière de l'Alberta et traverse la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario et une partie du Québec et est connecté à divers pipelines canadiens et internationaux en aval (la « canalisation principale de TransCanada »).

5. La canalisation principale de TransCanada est assujettie à la réglementation de l'Office national de l'énergie (l'« Office » ou l'« ONÉ »).

Cession d'actifs gaziers

6. TransCanada et Énergie Est ont conclu une entente prévoyant la cession à Énergie Est de certaines installations gazières (les « installations devant être converties ») de la canalisation principale de TransCanada (la « convention de cession »). Les actifs gaziers visés par cette convention incluent environ :
- 940 km de la ligne des Prairies
 - 1 640 km de la ligne du nord de l'Ontario
 - 420 km de la ligne 1200-2, dans le raccourci de North Bay
7. Aux termes de la convention de cession, Énergie Est paiera à TransCanada un prix d'achat estimatif d'environ 1,5 milliard de dollars, composé d'une valeur comptable nette estimative de 744 millions de dollars et d'une prime d'acquisition estimative de 734 millions de dollars. Les installations devant être converties seront cédées en 2018 et en 2019. La prime d'acquisition prévue par la convention de cession tient compte de l'incidence des dates de cession sur la tranche du prix de transfert qui correspond à la valeur comptable nette et d'une convention de règlement conclue avec trois sociétés de distribution locales de l'est du Canada portant sur diverses questions liées au Projet (la « convention entre les SDL et Énergie Est »).
8. Énergie Est et TransCanada souhaitent obtenir de l'Office des autorisations permettant la cession des actifs, conformément aux conditions énoncées dans la convention de cession et la présente demande.

Demande concernant le Projet du réseau principal de l'Est

9. Le 30 octobre 2014, dans une demande connexe et concomitante, mais distincte, TransCanada a demandé, aux termes de la partie III de la Loi sur l'ONÉ, une approbation afin de construire et d'exploiter le Projet du réseau principal de l'Est (le « PRPE »). Une modification de la Demande du PRPE est également déposée en décembre 2015. Dans le cadre du PRPE, TransCanada propose de construire de nouveaux gazoducs et de nouvelles installations gazières dans le sud-est de l'Ontario, le long de la canalisation existante de Montréal, afin de continuer à s'acquitter de ses obligations en matière de services de transport fermes une fois que les installations devant être converties auront été cédées à Énergie Est.
10. La portée du PRPE tiendra compte des besoins accrus en matière de services fermes qui ont été mis en évidence par les appels de soumissions et les démarches commerciales menés en 2015, ainsi que de la convention entre les SDL et Énergie Est.

11. La demande concernant le PRPE est subordonnée à l'approbation de la présente demande par l'Office. TransCanada construira le PRPE uniquement si le Projet est approuvé selon des conditions jugées satisfaisantes par Énergie Est et TransCanada.

Projet Énergie Est

12. Le Projet est un réseau pipelinier destiné au transport de pétrole brut d'une longueur d'environ 4 500 kilomètres devant relier un complexe d'approvisionnement en pétrole situé près d'Hardisty, en Alberta, à des installations de raffinage et de stockage de pétrole et à un terminal maritime existants situés près de Saint John, au Nouveau-Brunswick.
13. L'Oléoduc Énergie Est est conçu pour transporter environ 175 000 m³/j (1,1 million b/j) de pétrole brut léger à lourd d'Hardisty, en Alberta, et d'un point de réception dans les Prairies, un nouveau terminal de réservoirs situé près de Moosomin, en Saskatchewan, jusqu'à des points de livraison situés à trois raffineries existantes dans l'est du Canada et à un terminal de réservoirs et maritime unique (le terminal maritime de Canaport d'Énergie Est) situé près de Saint John, au Nouveau-Brunswick.
14. Le Projet comporte la construction et l'exploitation d'environ 1 520 km de nouveaux pipelines et d'installations pipelinières connexes, ainsi que la conversion, afin de transporter du pétrole au lieu du gaz, et l'exploitation d'environ 3 000 km de la canalisation principale de TransCanada.
15. Les nouveaux pipelines et les pipelines convertis, avec les installations connexes, forment l'Oléoduc Énergie Est. Aux termes d'une convention d'exploitation devant être conclue avec TransCanada, TransCanada exploitera le pipeline et les installations connexes en tant que réseau intégré. Énergie Est a conclu avec une filiale d'Irving Oil une convention d'exploitation relativement à l'exploitation du terminal maritime de Canaport d'Énergie Est.
16. L'Oléoduc Énergie Est est constitué principalement de conduites d'un diamètre nominal de 1 067 mm (NPS 42). Ce diamètre s'applique aux conduites suivantes :
- tronçons nouveaux et convertis de la canalisation principale composés de huit segments qui ensemble créent une connexion directe pour les expéditions de pétrole brut d'Hardisty, en Alberta à Saint John, au Nouveau-Brunswick (la « canalisation principale d'Énergie Est »);
 - canalisations latérales reliant la canalisation principale d'Énergie Est aux raffineries de pétrole existantes sur l'île de Montréal et près de Lévis, au Québec (les latéraux de Montréal et de Lévis);
 - tronçon d'environ 5 km de la canalisation principale servant à modifier le tracé pour les besoins de la conversion;

- pipelines d'interconnexion terminaux parallèles entre les nouvelles installations du terminal de réservoirs et maritime situé près de Saint John (partie de la connexion de Saint John).

Les conduites suivantes font exception au diamètre de 1 067 mm (NPS 42) :

- latéral reliant un centre d'approvisionnement en pétrole existant près de Cromer, au Manitoba, et le point de réception des Prairies, qui est constitué d'une conduite de 406 mm (NPS 16);
- pipelines d'interconnexion terminaux constitués de conduites de 914 mm (NPS 36) entre le nouveau terminal de réservoirs et la connexion avec le terminal de réservoirs existant de Canaport d'Irving Oil et deux canalisations latérales de récupération des vapeurs constituées de conduites de 610 mm (NPS 24) (partie de la connexion de Saint John).

17. Par souci de commodité et pour les besoins de l'exploitation future, la canalisation principale d'Énergie Est est divisée en huit tronçons de canalisation principale intégrés qui sont subdivisés en 73 sections de pipeline.

D'ouest en est, les tronçons de la canalisation principale d'Énergie Est sont les suivants :

- Tronçon de l'Alberta (nouveau)
- Tronçon des Prairies (conversion)
- Tronçon de l'ouest de l'Ontario (conversion)
- Tronçon du nord de l'Ontario (conversion)
- Tronçon du raccourci de North Bay (conversion)
- Tronçon de l'est de l'Ontario (nouveau)
- Tronçon du Québec (nouveau)
- Tronçon du Nouveau-Brunswick (nouveau)

La majeure partie des 73 sections de pipeline sont situées entre les stations de pompage de la canalisation principale, qui sont aménagées à des intervalles d'environ 65 km le long de la canalisation principale d'Énergie Est. Des cartes détaillées de l'Oléoduc Énergie Est, tel qu'il est décrit ci-dessus, à des échelles de 1:50 000 et 1:200 000 sont fournies.

18. Le tronçon de l'Alberta est composé d'environ 284 km de nouvelle canalisation principale et de cinq stations de pompage. Il commence à un nouveau terminal de réservoirs situé dans le complexe Hardisty (terminal de réservoirs Hardisty D), qui inclura une station de pompage d'amorçage, et se termine à une station de régulation de la pression (station Burstall) qui sera adjacente à une station de compression existante de TransCanada, près de Burstall, en Saskatchewan, à environ 2 km de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
19. Le tronçon des Prairies est composé d'environ 1 060 km de conduites converties de la canalisation principale et de 19 stations de pompage. Il commence à la station

- Burstall et se termine à une station de pompage (station de pompage Falcon Lake) qui sera adjacente à une station de compression existante de TransCanada, à environ 92 km à l'est de Sainte-Anne-des-Chênes, au Manitoba.
20. Le tronçon de l'ouest de l'Ontario est composé d'environ 720 km de conduites converties de la canalisation principale et de 11 stations de pompage. Il commence à la station de pompage Falcon Lake et se termine à une station de pompage devant être située à environ 12 km au nord-est de la ville fusionnée de Geraldton, en Ontario (station de pompage Geraldton).
 21. Le tronçon du nord de l'Ontario est composé d'environ 790 km de conduites converties de la canalisation principale et de 12 stations de pompage. Il commence à la station de pompage Geraldton et se termine à une station de pompage située à environ 15 km au nord de North Bay, en Ontario (station de pompage North Bay).
 22. Le tronçon du raccourci de North Bay est composé d'environ 430 km de conduites converties de la canalisation principale et de six stations de pompage. Il commence à la station de pompage North Bay et se termine à une station de pompage située à la jonction entre le raccourci de North Bay et la canalisation de Montréal de TransCanada, à environ 6 km au nord-est d'Iroquois, en Ontario (station de pompage Iroquois).
 23. Le tronçon de l'est de l'Ontario est composé d'environ 106 km de nouvelle canalisation principale et de deux stations de pompage. Il commence à la station de pompage Iroquois et se termine à la frontière entre l'Ontario et le Québec, à environ 16 km au sud de Lachute, au Québec.
 24. Le tronçon du Québec est composé d'environ 625 km de nouvelle canalisation principale et de 10 stations de pompage. Il commence à la frontière entre l'Ontario et le Québec et se termine à la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, à environ 21 km au nord-ouest d'Edmundston, au Nouveau-Brunswick.
 25. Le tronçon du Nouveau-Brunswick est composé d'environ 412 km de nouvelle canalisation principale et de cinq stations de pompage. Il commence à la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick et se termine au terminal de réservoirs de Saint John dans le complexe d'Énergie Est, à environ 6 km au sud-est de Saint John, au Nouveau-Brunswick.
 26. Plus de 500 nouvelles vannes seront nécessaires aux stations de pompage et le long de la canalisation principale d'Énergie Est, des latéraux et des pipelines d'interconnexion afin d'isoler l'oléoduc, y compris à certains points de franchissement de cours d'eau et dans des zones écologiquement sensibles.
 27. Énergie Est installera 71 nouvelles stations de pompage, soit 70 sur la canalisation principale et une sur un latéral.

28. Des terminaux de réservoirs seront nécessaires à deux points de réception de l'Oléoduc Énergie Est, soit à Hardisty D, en Alberta, et au point de réception des Prairies à Moosomin, en Saskatchewan. À ces terminaux, le pétrole sera regroupé en lots avant d'être introduit dans l'oléoduc. Les terminaux seront dotés de réservoirs de stockage de pétrole d'une capacité nominale d'environ 55 600 m³ (350 000 barils). Jusqu'à 14 réservoirs seront installés à Hardisty D, tandis que Moosomin aura un maximum de trois réservoirs. Les réservoirs incluront des pompes de surpression, des conduites et des connecteurs de vanne, des systèmes de contrôle et des mesures de sécurité et de protection de l'environnement connexes qui seront intégrés dans leur conception.
29. Un terminal de réservoirs sera nécessaire au point de livraison de l'Oléoduc Énergie Est à Saint John. À ce terminal de réservoirs, les lots de pétrole seront regroupés avant d'être chargés dans des pétroliers amarrés au terminal maritime connexe de Canaport d'Énergie Est. Le terminal de réservoirs comportera des installations de comptage de transfert de propriété afin de faciliter les livraisons ultérieures au terminal de réservoirs de Canaport d'Irving. Le terminal de réservoirs de Saint John sera doté d'au plus 22 réservoirs de stockage de pétrole de capacités nominales de 95 400 m³ (600 000 barils). Le terminal de réservoirs inclura des pompes de surpression, des installations de comptage de transfert de propriété, des conduites et des connecteurs de vanne, des systèmes de contrôle et des mesures de sécurité et de protection de l'environnement connexes.
30. Le terminal maritime de Canaport d'Énergie Est sera situé à environ 2 km du terminal maritime existant d'Irving à Canaport. Le nouveau terminal sera conçu pour charger des pétroliers des classes Suezmax, d'une capacité d'environ 175 000 m³ (1,1 million de barils), et des très gros transporteurs de brut, d'une capacité d'environ 350 000 m³ (2,2 millions de barils). Une jetée sur chevalets reliera les installations terrestres à deux postes d'amarrage marins. Les postes d'amarrage seront dotés d'une plateforme de chargement connectée à un collecteur alimentant des bras de chargement du pétrole dédiés. Le terminal sera doté d'un système de gestion de la vapeur.
31. Des installations de comptage de transfert de propriété seront nécessaires au terminal de réservoirs Hardisty D, en Alberta, et à la station de pompage à Cromer, au Manitoba, afin de mesurer le pétrole entrant dans l'Oléoduc Énergie Est.
32. Pour mesurer les livraisons de pétrole sortant de l'Oléoduc Énergie Est, des installations de comptage de transfert de propriété seront installées au terminal de réservoirs de Saint John et aux stations de comptage aux points de livraison indépendants qui seront situées aux terminaux des latéraux de Montréal et de Lévis.
33. Des mesures de régulation de la pression et de protection contre la surpression seront intégrées dans la conception des terminaux de réservoirs, des stations de pompage, du terminal maritime et des stations de comptage aux points de livraison. La station de Burstall sera installée au branchement entre le tronçon de l'Alberta et le tronçon des

- Prairies, où la pression maximale d'exploitation passera de 8 450 kPa dans la nouvelle canalisation à 6 065 kPa dans la canalisation convertie.
34. Le Projet doit faire l'objet d'une évaluation environnementale aux termes de la Loi sur l'ONÉ, et il est assujéti à la LCÉE 2012. Comme l'oléoduc proposé fait plus de 40 km et sera réglementé par l'Office, le Projet est un « projet désigné » aux termes du *Règlement désignant les activités concrètes* (octobre 2013).
35. Afin de respecter le calendrier de construction et de mise en service progressive du Projet, des dispenses du processus relatif au tracé détaillé sont demandées dans le cadre de la présente demande relativement à ce qui suit :
- les activités et travaux nécessaires pour convertir les installations devant être converties de TransCanada afin de transporter du pétrole au lieu du gaz;
 - les stations de pompage situées dans les tronçons à convertir de la canalisation principale d'Énergie Est – soit le tronçon des Prairies, le tronçon de l'ouest de l'Ontario, le tronçon du nord de l'Ontario et le tronçon du raccourci de North Bay;
 - les terminaux de réservoirs Hardisty D et Saint John et les installations connexes.
36. Des infrastructures temporaires seront nécessaires avant et pendant la construction de l'oléoduc et des installations. Les infrastructures liées aux travaux de construction sont généralement aménagées dans des aires de travail temporaires et incluent des chemins d'accès, des sites d'entreposage et de dépôt, des sites d'emprunt et carrières, des aires de stockage, des entrepôts et des baraquements. Les travaux liés aux infrastructures temporaires doivent commencer au quatrième trimestre de 2017, et une dispense du processus concernant le tracé détaillé est demandée dans le cadre de la présente demande.
37. Les travaux et les installations à l'égard desquels des dispenses du processus relatif au tracé détaillé sont demandées ne seront réalisés ou aménagés que sur des terres pour lesquelles les droits fonciers requis ont été obtenus et seulement après qu'un certificat d'utilité publique (un « certificat » ou un « CUP ») aura été délivré relativement au Projet dans son ensemble et que les conditions applicables auront été respectées. Les plans de protection de l'environnement sont fournis avec la présente demande et seront mis en œuvre à l'égard des travaux dispensés du processus relatif au tracé détaillé.
38. Le Projet sera conçu, construit et exploité conformément au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (le « RPT ») et à la norme Z662-15 de l'Association canadienne de normalisation (la « CSA ») concernant les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (la « norme CSA Z662-15 »). En cas d'incompatibilité entre le RPT et la norme CSA Z662-15, le RPT aura préséance.

39. Le Projet sera également conçu en tenant compte des effets potentiels des conditions qui ne sont pas expressément prévues dans la norme CSA Z662-15, ce qui est confirmé dans une déclaration écrite d'un ingénieur qualifié et dans un addenda qui y est joint.
40. Afin de respecter les obligations en matière de services de transport fermes, des dates de mise en service progressive du Projet sont prévues au quatrième trimestre de 2020.
41. Le coût du Projet est estimé à environ 15,6 milliards de dollars, incluant une provision pour fonds utilisés durant la construction et le coût d'acquisition des installations devant être converties de TransCanada. Avant la provision, le coût estimé est de 17,1 milliards de dollars.

Objet et justification

42. Des engagements, sous la forme d'ententes de services de transport exécutoires, démontrent l'appui commercial dont bénéficie le Projet et le besoin d'un accès accru au marché pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. Cette entente totalisant 158 000 m³/j (995 000 b/j) a été conclue en vertu d'accords sur les services de transports. De ce montant, un volume de 155 200 m³/j (725 000 b/j) a un point de livraison situé soit au Québec ou au Nouveau-Brunswick. Les 42 900 m³/j (270 000 b/j) restants font présentement l'objet de discussions commerciales en cours avec les expéditeurs en liens avec :
 - Les livraisons aux point de livraison de Saint John; et
 - Les évaluations continues sur la viabilité d'un projet de terminal maritime au Québec, comme projet subséquent par Énergie Est.
43. Le Projet est étayé par les prévisions concernant l'offre et le marché du pétrole brut qui indiquent une augmentation de l'approvisionnement provenant de l'Ouest canadien, ce qui nécessitera un accès à de nouveaux marchés diversifiés et une capacité de transport supplémentaire à partir de l'Ouest canadien. L'approvisionnement et la demande du marché prévus, conjugués aux importants engagements contractuels sous-jacents, indiquent que les installations visées par la présente demande seront utilisées et utiles pendant leur durée de vie économique.
44. Le Projet permettra l'expansion et la diversification en temps opportun des marchés pour le pétrole canadien, sans incidence défavorable sur les expéditeurs qui utilisent la canalisation principale de TransCanada. En effet, les installations du PRPE permettront à TransCanada de continuer de respecter ses obligations en matière de services fermes, et la prime d'acquisition estimative de 734 millions de dollars servira à réduire la base tarifaire de la canalisation principale de TransCanada dans le triangle de l'Est.

Services et droits de transport

45. La méthode proposée d'établissement des droits pour les expéditeurs avec lesquels des contrats sont conclus reflète les modalités des ententes de transport négociées. Les droits établis au moyen de cette méthode seront utilisés pour déterminer les droits maximaux applicables aux expéditeurs qui n'ont pas de contrat de transport à long terme.

Contenu de la demande et documents à l'appui

46. La présente demande fournit l'information requise pour déterminer s'il y a lieu de délivrer un certificat d'utilité publique et d'autres approbations, conformément aux parties I, III, IV et V de la Loi sur l'ONÉ et à ce qui est prévu au Guide de dépôt de l'Office national de l'énergie (le « Guide de dépôt »). Elle fournit également l'information requise aux termes du paragraphe 19(1) de la LCÉE 2012.
47. La présente demande remplace expressément le document n° A4D8Q9 déposé auprès de l'ONÉ, qui faisait partie d'une demande relative au Projet déposée par Énergie Est et TransCanada en octobre 2014 (la « demande de 2014 »). Énergie Est et TransCanada continuent néanmoins de se fonder sur l'information et les documents déposés auprès de l'Office à l'appui de la demande de 2014, sous réserve de l'information et des documents joints à la présente demande et fournis à l'appui de celle-ci.
48. Énergie Est et TransCanada se fondent également sur toute information supplémentaire qu'elles pourraient déposer, selon ce qui est exigé ou permis par l'Office.

Mesures demandées

49. Énergie Est demande que l'Office :
- a. lui accorde l'autorisation aux termes de l'alinéa 74(1)b) de la Loi sur l'ONÉ d'acheter des actifs gaziers de TransCanada;
 - b. délivre, en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, un certificat autorisant :
 - (i) la construction et l'exploitation du nouvel oléoduc et des installations pipelinières connexes;
 - (ii) l'exploitation de l'oléoduc converti et des installations pipelinières connexes;
 - c. délivre, en vertu de l'article 43 du RPT, une ordonnance approuvant la modification du service, qui passera du transport de gaz au transport de pétrole;

- d. délivre, en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance accordant une dispense des dispositions des paragraphes 31c) et 31d) et de l'article 33 relativement :
 - (i) aux actifs gaziers transférés et aux activités connexes requises pour convertir ces actifs afin de transporter du pétrole;
 - (ii) aux terminaux de réservoirs et aux installations connexes à Hardisty, en Alberta, et à Saint John, au Nouveau-Brunswick;
 - (iii) aux stations de pompage et aux installations connexes situées le long des tronçons à convertir;
 - (iv) aux infrastructures temporaires liées à la construction;
- e. délivre, en vertu du paragraphe 45(1) de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance approuvant les modifications aux plans, profils et livres de renvoi approuvés pour les parties des actifs de TransCanada cédés et convertis dont le tracé doit être modifié;
- f. délivre, en vertu de l'article 44 du RPT, une ordonnance autorisant la désactivation d'une conduite existante d'un diamètre nominal de 914 mm (NPS 36) traversant la rivière Assiniboine;
- g. au besoin, délivre, en vertu de l'article 45.1 du RPT, une ordonnance autorisant la désaffectation des actifs gaziers de TransCanada cédés qui ne seront pas nécessaires pour transporter du pétrole après la conversion;
- h. délivre, en vertu des paragraphes 48(2.1) et 48(2.2) de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance soustrayant certaines canalisations accessoires de l'application de l'article 17 du RPT;
- i. délivre, en vertu de l'article 59 de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance approuvant la méthode d'établissement des droits négociés pour les services de transport de pétrole décrits dans la présente demande;
- j. délivre, en vertu du paragraphe 129(1.1) de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance exemptant Énergie Est de l'application du paragraphe 15(4) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (« RNCO »), ce qui aurait pour effet d'autoriser l'achat, au prix convenu, des actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada;
- k. délivre, en vertu de l'article 59 de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance approuvant l'inclusion du montant du prix de la cession des installations devant être converties dans le prix de l'installation pétrolière en construction d'Énergie Est à la date de la cession et, ultérieurement, dans la base tarifaire d'Énergie Est

(installation pétrolière en service) au début de l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est aux fins du transport de pétrole brut;

- l. délivre, en vertu du paragraphe 129(1.1) de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance exemptant Énergie Est de l'obligation de déposer des rapports de surveillance financière ainsi que des exigences du RNCO prévoyant le dépôt des taux de dépréciation, compte tenu de la nature négociée des droits d'Énergie Est;
 - m. accorde toute autre mesure qu'Énergie Est peut demander et que l'Office peut juger appropriée.
50. TransCanada demande que l'Office :
- a. l'autorise, en vertu de l'alinéa 74(1)a) de la Loi sur l'ONÉ, à vendre à Énergie Est certains actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada;
 - b. délivre, en vertu du paragraphe 129(1.1) de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance exemptant TransCanada de l'application du paragraphe 15(4) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* (« RNCG »), ce qui aurait pour effet d'autoriser la vente, au prix convenu, des actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada;
 - c. délivre, en vertu de l'article 40 du RNCG, une ordonnance approuvant le traitement comptable proposé pour la vente des actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada;
 - d. délivre, en vertu de l'article 59 de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance approuvant la réduction de la base tarifaire de la canalisation principale du montant du prix de cession convenu;
 - e. délivre, en vertu de l'article 59 de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance approuvant :
 - (i) les trois comptes de rajustement prévus au paragraphe 4.4 de la convention entre les SDL et Énergie Est;
 - (ii) la méthode proposée pour le traitement futur de certains coûts qui est décrite à l'Annexe A – *Scénario de référence des incidences financières* de la convention entre les SDL et Énergie Est;
 - f. délivre, en vertu de l'article 21 de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance autorisant la modification des certificats et ordonnances existants de TransCanada afin de retirer les installations devant être converties;
 - g. accorde toute autre mesure que TransCanada peut demander ou que l'Office peut juger appropriée.

Le tout respectueusement soumis,

Calgary, Alberta

Le 16 décembre 2015

Oléoduc Énergie Est Ltée et TransCanada PipeLines Limited

David Kohlenberg
Vice-président, Droit, énergie et liquides

Veillez faire parvenir les communications concernant la présente demande à :

Adrienne Menzies
Directrice – Demandes relatives aux
installations
Services commerciaux et réglementaires
TransCanada PipeLines Limited
450 – 1 St SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1

Tél. : 403-920-5364
Télé. : 403-920-2347
Courriel : adrienne_menzies@transcanada.com

C. Kemm Yates, c.r.
Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l.
855 – 2nd Street SW, Suite 3500
Calgary (Alberta) T2P 4J8

Tél. : 403-260-9667
Télé. : 403-663-2297
Courriel : kemm.yates@blakes.com

Elizabeth Swanson
Avocate générale associée
Affaires juridiques relatives à Énergie Est
TransCanada PipeLines Limited
450 – 1 St SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1

Tél. : 403-920-6209
Télé. : 403-920-2310
Courriel : elizabeth_swanson@transcanada.com

Wendy M. Moreland
Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l.
855 – 2nd Street SW, Suite 3500
Calgary (Alberta) T2P 4J8

Tél. : 403-260-9733
Télé. : 403-663-2297
Courriel : wendy.moreland@blakes.com