

7.0 QUESTIONS COMMERCIALES

La présente section regroupe les documents contenus dans la Demande qui a été déposée en octobre 2014 et les modifications nécessaires pour tenir compte du retrait du projet d'installations à Cacouna et des changements effectués au calcul des droits fixes. Cette section décrit le développement du Projet, les ententes de transport qui sous-tendent le Projet et les droits payables pour les services de transport. Elle contient des renseignements sur ce qui suit :

- les appels de soumissions et la notification des tierces parties commerciales;
- les ententes contractuelles et les modifications aux ententes contractuelles qui soutiennent le Projet;
- l'accès à la capacité du pipeline pour les parties n'ayant pas conclu d'ententes contractuelles;
- la méthode utilisée pour établir les droits à l'égard du Projet;
- le tarif régissant les services de transport;
- les risques assumés par Énergie Est;
- le mode de réglementation et les exigences d'information.

7.0.1 Sommaire des modifications

Les modifications reflètent l'incidence commerciale du retrait d'un terminal maritime et d'un terminal de réservoirs près de Cacouna, au Québec (les « installations de Cacouna ») de la portée du Projet Énergie Est (le « Projet »). Le présent document porte également sur les résultats d'un nouvel appel des soumissions, sur des changements aux droits fixes d'Énergie Est résultant d'une mise à jour des coûts du Projet et sur l'entente d'Énergie Est avec les sociétés de distribution locales (les « SDL »), de même que sur des pourparlers continus avec les expéditeurs. Enfin, la présente section comprend une mise à jour des données sur l'offre et les marchés, qui reflète l'état actuel du marché du pétrole brut et les révisions apportées à la conception hydraulique.

Les modifications apportées depuis le dépôt de la Demande portent essentiellement sur des changements aux arrangements en matière de conventions de services de transport et au calcul des droits fixes. Ces changements sont résumés ci-dessous :

7.0.2 Conventions de services de transport

- Un appel de soumissions supplémentaire s'est tenu en juillet 2014, qui a permis de récolter des engagements visant un volume additionnel de 14 000 m³/j (90 000 b/j) en capacité de transport faisant l'objet d'engagements.

- Des modifications ont été apportées aux conventions de services de transport pour éliminer les mentions du terminal maritime du Québec dans la convention de services de transport de base et permettre aux titulaires d'une convention de services de transport de base de choisir un point de livraison dans une raffinerie du Québec ou un point de livraison à Saint John.
- Certains titulaires de conventions de services de transport de base ont choisi, à ce jour, de conserver leur convention de services de transport initiale, qui prévoit le recours à un point de livraison à un terminal maritime au Québec.
- L'incidence combinée du réaligement des conventions de services de transport et du nouvel appel de soumissions est la suivante :
 - un volume de 158 000 m³/j (995 000 b/j) fait désormais l'objet d'engagements aux termes de conventions de services de transport signées;
 - de ce volume, 115 200 m³/j (725 000 b/j) comportent un point de livraison établi par contrat soit à une raffinerie du Québec, soit à Saint John;
 - le volume restant de 42 900 m³/j (270 000 b/j) visé par contrat fait l'objet de pourparlers continus avec les expéditeurs, sur les points suivants :
 - le choix de livrer au point de livraison de Saint John;
 - la poursuite de l'évaluation de la viabilité d'un projet de terminal maritime au Québec qu'Énergie Est pourrait envisager en tant que projet ultérieur grâce à ces volumes faisant l'objet d'engagements.

7.0.3 Calcul des droits fixes

La méthode d'établissement des droits fixes négociés demeure inchangée, mais certaines données servant au calcul des droits fixes et la répartition des risques conséquente ont été modifiées.

Collectivement, la Décision de Cacouna, le délai de deux ans au calendrier du Projet et l'entente d'Énergie Est avec les SD, entraînent ce qui suit :

- la prime d'acquisition augmente, passant de 500 millions de dollars à environ 734 millions de dollars, le prix d'achat total des actifs gaziers demeurant cependant à environ 1,5 milliard de dollars, tel qu'il est indiqué dans la Demande initiale
- la prise en charge par Énergie Est de la responsabilité de la contribution d'Énergie Est, laquelle correspond à la somme :
 - d'une tranche de la prime d'acquisition nécessaire pour dégager l'avantage financier, au sens donné à l'expression « Financial Benefit » dans l'entente d'Énergie Est avec les SDL;

- du coût en capital du projet du réseau principal de l'Est dépassant 2,1 milliards de dollars
- la contribution d'Énergie Est est actuellement estimée à 478 millions de dollars, comparativement à la prise en charge par Énergie Est d'une somme de 250 millions de dollars au titre de la prime d'acquisition prévue dans la Demande initiale
- la valeur comptable nette des installations de transfert de gaz passe de près de 1 milliard de dollars à 744 millions de dollars, en fonction des dates de transfert révisées
- Énergie Est a convenu d'exercer son pouvoir discrétionnaire aux termes de la convention de services de transport en vue de fournir une réduction minimale de la variation du coût en capital de 700 millions de dollars au moment de la révision de l'estimation du coût liée à l'acquisition des actifs gaziers, ce qui fait en sorte que le coût d'acquisition maximal des actifs gaziers devant être compris dans le calcul des droits fixes d'Énergie Est sera de 1 milliard de dollars
- le coût en capital estimatif du projet passe de 14,4 milliards de dollars à 19,3 milliards de dollars, y compris la PFUDC, en raison des révisions à la portée du Projet, d'améliorations en matière d'ingénierie et de la hausse des coûts de construction découlant de changements et d'améliorations à l'échéancier du Projet
- en raison de changements à la portée du projet, l'estimation du coût de cessation d'exploitation d'Énergie Est passe de 964 millions de dollars à 914 millions de dollars
- des droits indicatifs révisés reflétant ces changements sont présentés.

7.1 MODALITÉS DE TRANSPORT ET DROITS

7.1.1 Développement du projet

En 2011, TransCanada a commencé à évaluer la faisabilité de transporter une plus grande quantité de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « BSOC ») vers d'importants marchés comme ceux de l'est du Canada, de la côte est des États-Unis, de la côte américaine du golfe du Mexique, de l'Europe et de l'Asie. Des discussions préliminaires ont eu lieu avec d'éventuels expéditeurs de pétrole et, durant les mois suivants, TransCanada a élaboré un projet conceptuel et a envisagé diverses façons de le réaliser, notamment l'acquisition possible d'installations de gaz naturel existantes en vue de les convertir au transport de pétrole brut et la conversion possible d'installations de gaz naturel existantes au transport de pétrole brut.

Des discussions d'ordre commercial avec d'éventuels expéditeurs ont eu lieu en 2012 et au début de 2013 relativement aux points de livraison potentiels, aux échéanciers, aux droits et aux modalités des services. À la suite de ces discussions, TransCanada, au nom d'Énergie Est, a annoncé en avril 2013 son intention de lancer un appel de soumissions exécutoires afin d'obtenir des engagements fermes des parties intéressées. Au début du mois d'août 2013, TransCanada a annoncé que l'appel de soumissions avait généré suffisamment d'engagements de transport à long terme pour lui permettre d'aller de l'avant avec un projet.

Le 2 avril 2015, Énergie Est a annoncé qu'elle modifiait la portée du Projet au Québec en annulant son projet de terminal maritime et de terminal de réservoirs connexe prévus à Cacouna. Les raffineries du Québec continueraient d'être raccordées directement au Projet. Les changements à la portée du Projet ont été communiqués aux expéditeurs d'Énergie Est, qui ont entrepris des pourparlers en vue de trouver des solutions de rechange et d'autres options commerciales.

Le 5 novembre 2015, Énergie Est a annoncé sa décision de retirer de la portée du Projet un port au Québec. Cependant, plusieurs parties prenantes continuent à soutenir la livraison du pétrole brut à un port au Québec. Des pourparlers avec les expéditeurs sont d'ailleurs toujours en cours et des options de rechange en vue d'un autre terminal continuent d'être examinées.

7.1.1.1 Appel de soumissions et notification des tierces parties commerciales

Dans le cadre des discussions d'ordre commercial avec d'éventuels expéditeurs qui ont eu lieu en 2012 et au début de 2013, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'« ACPP ») a également été informée du Projet vers la fin de 2012. Le 2 avril 2013, TransCanada a annoncé son intention de lancer un appel de soumissions exécutoires au nom d'Énergie Est afin d'obtenir des engagements fermes des parties intéressées à l'égard du Projet.

L'appel de soumission a été lancé le 15 avril 2013 et a pris fin le 17 juin 2013. Les parties intéressées à participer à l'appel de soumissions ont conclu une entente de confidentialité avec TransCanada et ont reçu un ensemble de documents contenant l'avis d'appel de soumissions, les modèles de convention de services de transport et un projet pro forma des règles et des règlements régissant les services de transport.

En plus de publier des communiqués de presse à l'égard de l'appel de soumissions, TransCanada a lancé des sites Web du Projet. La version anglaise du site Web a été lancée le 14 juin 2013 (<http://www.energyeastpipeline.com/>), et la version française, le 20 juin 2013 (<http://www.oleoducenergieest.com/>).

Le 1^{er} août 2013, TransCanada a annoncé qu'elle avait reçu suffisamment d'engagements pour aller de l'avant avec le Projet.

Comme il a été indiqué durant l'appel de soumissions, le Projet devait avoir une capacité initiale de 83 000 m³/j (525 000 b/j), qui pouvait être augmentée à 135 000 m³/j (850 000 b/j). Compte tenu du grand nombre de soumissions reçues durant l'appel de soumissions initial, Énergie Est a modifié la portée du Projet et a augmenté la capacité du pipeline à 175 000 m³/j (1,1 million de b/j) pour répondre aux soumissions reçues.

Énergie Est a lancé un nouvel appel de soumissions le 30 juillet 2014 à l'égard du volume restant de 14 000 m³/j (90 000 b/j) de capacité non encore visée par des engagements. L'appel de soumissions a permis de conclure des contrats pour la totalité du volume offert et des conventions de services de transport ont été signées en novembre 2014. Ce nouveau développement fait passer la capacité faisant l'objet d'engagements pour le Projet à 158 000 m³/j (995 000 b/j) comparativement aux 144 000 m³/j (905 000 b/j) indiqués initialement dans la Demande.

Le Projet donnera aux expéditeurs la possibilité de remplacer environ 89 000 m³/j (560 000 b/j) de pétrole brut actuellement importé dans l'est du Canada et environ 650 000 m³/j (4,1 millions de b/j) d'importations sur la côte est des États-Unis et sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Le Projet procurera également un accès à des marchés de raffinage d'une capacité de plus de 5,5 millions de m³/j (35 millions de b/j) en Europe, en Inde et ailleurs dans le monde via le terminal maritime de Saint John (Nouveau-Brunswick).

L'Oléoduc Énergie Est sera le seul oléoduc « express » sans réservoir de dégagement desservant des points de livraison dans l'est du Canada, ce qui permettra de préserver la qualité du pétrole brut en transit. Les points de livraison dans l'est du Canada seront situés à Montréal, à Québec, à Saint John et au terminal maritime de Saint John (Nouveau-Brunswick). Le Projet sera le seul oléoduc desservant Québec et Saint John. Le point de livraison au terminal maritime de Saint John (Nouveau-Brunswick) constituera le premier accès portuaire relié à un pipeline dans l'est du Canada.

7.1.1.2 Consultations subséquentes

Au cours de la période précédant et suivant l'annonce du 2 avril 2015 au sujet de la modification de la portée du Projet en raison du retrait du terminal maritime et terminal de réservoirs d'Énergie Est à Cacouna, les changements au Projet ont été communiqués aux expéditeurs d'Énergie Est, y compris les solutions de rechange possibles et les modifications aux conventions de services de transport. Les expéditeurs titulaires de conventions de services de transport de base (c.-à-d., qui doivent disposer d'un point de livraison prévu par contrat à Montréal et à Québec) ont

été appelés à retirer les mentions d'un terminal maritime au Québec de leurs conventions de services de transport, soit par le maintien d'un point de livraison prévu par contrat à Québec (raffinerie) ou en changeant le point de livraison prévu par contrat aux termes de leurs conventions de services de transport à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

En date de la présente Modification de la Demande, un volume de 115 200 m³/j (725 000 b/j) fait l'objet des contrats aux termes de conventions de services de transport qui prévoient soit (i) un point de livraison prévu par contrat à Québec (raffinerie, sans terminal maritime ni installations connexes au Québec), soit (ii) un point de livraison prévu par contrat à Saint John. Un volume total de 42 900 m³/j (270 000 b/j) demeure visé par contrat aux termes des conventions de services de transport de base inchangées. Des pourparlers avec les expéditeurs touchés se poursuivent relativement au traitement de ces volumes. Les parties envisagent actuellement les options suivantes : a) le développement futur d'un projet en vue de la livraison à des installations maritimes au Québec, projet qui ferait l'objet d'une demande distincte, et b) le choix du point de livraison de Saint John.

7.1.2 Conventions de services de transport

Par suite de l'appel de soumissions initial, Énergie Est a obtenu des engagements de transport sur 20 ans sur l'Oléoduc Énergie Est sous forme de conventions de services de transport fermes. Ces engagements totalisent environ 144 000 m³/j (905 000 b/j). L'appel de soumissions subséquent de 2014 s'est traduit par des engagements de transport additionnels visant 14 000 m³/d (90 000 b/j) conclus en novembre 2014. Ces nouveaux engagements portent le total des engagements de transport à long terme à 158 000 m³/j (995 000 b/j) avec des durées moyennes de 19 ans.

La structure de droits a été conçue de façon à inciter les expéditeurs à prendre des engagements de transport à long terme visant des volumes importants, ce qui permet aux expéditeurs de jouir d'une certitude quant aux droits et à Énergie Est de pouvoir prévoir de façon plus certaine les revenus qu'elle en tirera.

Les conventions de services de transport fermes démontrent une forte adhésion et un soutien commercial important à l'égard du Projet, ainsi que la nécessité de créer un accès aux marchés de l'est du Canada, de la côte est des États-Unis, de la côte américaine du golfe du Mexique, de l'Europe et de l'Asie.

Les conventions de services de transport procurent aux expéditeurs liés par contrat un accès non réparti ou « prioritaire » au Projet pour une capacité maximale équivalant aux volumes prévus dans ces contrats en reconnaissance de l'important soutien financier que ces contrats apportent au Projet. Les conventions de services de transport prévoient en outre les éléments clés suivants :

- des droits négociés qui sont fixes pendant la durée du contrat et qui permettent de récupérer une partie du capital investi et du rendement du capital investi dans le Projet;
- des droits variables qui permettent de récupérer les coûts d'exploitation;
- des droits de rattrapage;
- un certain partage des risques reliés au coût en capital;
- une option de renouvellement de contrat.

Compte tenu du retrait du terminal maritime et du terminal de réservoirs près de Cacouna, au Québec, la convention de services de transport de base, qui prévoit un point de livraison prévu par contrat à Québec, au Québec, a été modifiée pour tenir compte de l'annulation de ce point de livraison, comme suit :

- une nouvelle définition a été ajoutée à la Section 1.1 de la convention de services de transport, qui définit « JGR » comme étant la raffinerie Jean Gaulin (Jean Gaulin Refinery) à Québec ou dans la région de Québec, au Québec
- la définition de système de pipelines de base (Base Pipeline System) à la Section 1.1 de la convention de services de transport a été modifiée en y supprimant le segment « and (ii) associated Petroleum marine terminal facilities at or near Québec City, Québec. »
- chaque instance de « Québec City » à l'Annexe A de la convention de services de transport a été remplacé par « Québec City (JGR) »

Les pages modifiées de la convention de services de transport de base indiquant les changements apportés en suivi des modifications sont fournies à l'Annexe Vol 1-13.

Les modèles de conventions de services de transport de base (inchangées) qui s'appliquent aux expéditeurs ayant pris des engagements de transport vers Montréal et/ou Québec (Québec) sont présentés dans la Demande, à l'Annexe Vol 3-1 : *Base TSA Form*, et ceux qui s'appliquent aux expéditeurs ayant pris des engagements de transport vers Saint John (Nouveau-Brunswick) sont présentés dans la Demande, à l'Annexe Vol 3-2 : *Saint John TSA Form*. Les conditions des conventions de services de transport fermes sont identiques à celles des modèles de conventions de services de transport déposés, sauf en ce qui concerne le caviardage des renseignements sensibles sur les plans commercial et concurrentiel portant sur les droits de résiliation aux termes de chaque modèle et la suppression de conditions contractuelles propres à chaque expéditeur portant sur ce qui suit :

- l'entité contractante
- la durée du contrat
- le volume contractuel

Le tarif pétrolier pro forma énonçant les règles et les règlements régissant le transport pétrolier est présenté dans la Demande, à l'Annexe Vol 3-3 : *Pipeline System Petroleum Tariff – Rules and Regulations*.

7.1.2.1 Type de produit et points de livraison

Les conventions de services de transport d'Énergie Est permettent aux expéditeurs de transporter tout type de pétrole brut, y compris du pétrole brut synthétique ou du mélange bitumineux, qui respecte les normes de qualité prévues à la règle 4.2 des règles et règlements (Annexe Vol 3-3 : *Pipeline System Petroleum Tariff – Rules and Regulations*) et de choisir différents types de pétrole brut pendant la durée du contrat. De plus, les expéditeurs qui ont conclu la convention de services de transport de base, en sa version modifiée, ou la convention de services de transport vers Saint John ont la possibilité d'expédier du pétrole brut vers tous les points de livraison compris dans la zone prévue dans leur contrat respectif, ce qui inclut la raffinerie de Montréal, la raffinerie Jean Gaulin à Lévis et le terminal maritime Canaport d'Énergie Est, ou la raffinerie de Saint John dans le cas de la convention de services de transport vers Saint John. Les expéditeurs ont également la possibilité de choisir d'autres points de livraison que ceux prévus dans leur contrat, ce qui permet ainsi aux expéditeurs qui ont conclu la convention de services de transport de base d'accéder au terminal maritime Canaport d'Énergie Est, sous réserve de sa capacité, de ses conditions d'exploitation et de tout droit payable.

Énergie Est n'est donc pas en position de connaître les plans des expéditeurs quant aux quantités de pétrole brut qui seront livrées à chaque point de livraison pendant une période donnée et s'attend par ailleurs à ce que certains expéditeurs modifient leurs plans à l'occasion pendant la durée de leur contrat.

7.1.3 Capacité réservée aux expéditeurs non liés par contrat

Énergie Est a réservé une capacité de 14 000 m³/j (90 000 b/j) pour les expéditeurs non liés par contrat. Cette capacité demeurera non souscrite conformément à une exigence réglementaire à laquelle Énergie Est est assujettie en raison de son statut de transporteur commun.

7.1.4 Droits négociés

La structure de droits proposée pour le Projet a été établie par voie de consultation et de négociation avec des expéditeurs potentiels pendant la période qui a précédé l'appel de soumissions. Les droits négociés ont été conçus de façon à procurer aux expéditeurs liés par contrat une certitude quant aux prix à long terme et à les inciter à prendre des engagements à plus long terme visant des volumes plus importants. Bien que la structure des droits négociés n'ait pas changé par suite des modifications

apportées à la portée du Projet ou de l'entente d'Énergie Est avec les SDL, certaines des composantes prévues ont été revues, ce qui s'est traduit par une modification des droits indicatifs.

7.1.4.1 Services de transport faisant l'objet d'engagements

Les droits établis par contrat auront deux composantes, à savoir une composante fixe et une composante variable.

7.1.4.1.1 Droits fixes

La composante fixe des droits est négociée et a été nivelée sur la durée des contrats. Cette composante fixe sera rajustée en fonction des écarts de coût en capital comme il est indiqué dans les conventions de services de transport et vise à permettre de récupérer une partie du capital investi et du rendement du capital investi pendant la durée des contrats.

Dans le cadre des appels de soumissions, Énergie Est a offert des contrats d'une durée de 2, 5, 7, 10, 15 et 20 ans aux termes desquels la composante fixe des droits diminue à mesure que la durée du contrat augmente. Les expéditeurs qui ont conclu des contrats d'une durée de 20 ans ont également eu droit à une remise sur les droits fixes si certains seuils de volumes contractuels sont atteints. La différenciation des droits en fonction des durées et des volumes a été structurée de façon à reconnaître les engagements financiers supplémentaires représentés par les contrats de plus longue durée et les contrats visant des volumes supérieurs.

Les droits sont également différenciés en fonction des trajets applicables.

La composante fixe des droits a été nivelée dans le but d'assurer la prévisibilité et la stabilité des droits pendant la durée des contrats. Les expéditeurs liés par contrat sont tenus de payer la composante fixe des droits négociés à l'égard de leurs volumes contractuels individuels pendant la durée de la convention de services de transport, que du pétrole brut soit transporté ou non.

La composante fixe des droits sera rajustée à deux reprises en fonction de la procédure relative aux écarts de coût en capital convenue aux termes de la convention de services de transport. Le premier rajustement sera effectué après la réalisation d'une révision de l'estimation du coût en capital à la suite de la réception par Énergie Est d'un certificat d'utilité publique. Le second rajustement sera effectué en fonction des coûts finaux du Projet.

Au moment du premier rajustement, Énergie Est rajustera les droits fixes à hauteur d'un maximum de 100 % de l'écart entre l'estimation initiale et l'estimation révisée des coûts du projet.

Au moment du second rajustement, Énergie Est rajustera les droits fixes à hauteur de 50 % de l'écart entre l'estimation révisée et les coûts finaux du projet. En outre, Énergie Est rajustera les droits fixes à hauteur de 100 % de l'écart entre le coût d'acquisition estimatif révisé et le coût d'acquisition final des installations pipelinières de la canalisation principale converties au transport de pétrole, sous réserve des modifications décrites ci-après.

Énergie Est absorbera les 50 % restants de l'écart par rapport aux coûts finaux du projet; elle assumera ainsi une partie des risques liés au coût en capital, ce qui offre aux expéditeurs une certitude accrue quant aux droits et répond à leur souhait de réduire au minimum les coûts du projet.

Les conventions de services de transport accordent aux expéditeurs liés par contrat le droit d'auditer le calcul des coûts estimatifs révisés et des coûts finaux du projet

L'entente d'Énergie Est avec les SDL, présentée en détail à la Section 5.4, s'est traduite par des changements au calcul du coût d'acquisition des installations de gazoduc et des changements conséquents au calcul des droits fixes d'Énergie Est.

Énergie Est continuera à payer à TransCanada un prix d'achat estimé à 1,5 milliard de dollars, mais ce prix est désormais composé d'une valeur comptable nette (VCN) estimée à 744 millions de dollars aux dates de transfert révisées, plus une prime d'acquisition estimée à l'heure actuelle à 734 millions de dollars.

L'entente d'Énergie Est avec les SDL prévoit que le coût du projet du réseau principal de l'Est qui sera compris dans le calcul des droits du réseau principal sera plafonné à 2,1 milliards de dollars. Tout coût en capital associé au réseau principal de l'Est dépassant 2,1 milliards de dollars constitue désormais une composante de la prime d'acquisition avec le montant nécessaire pour générer l'avantage financier aux termes de l'entente d'Énergie Est avec les SDL.

Énergie Est a convenu avec ses expéditeurs qu'une tranche maximale de 1 milliard de dollars (la valeur du coût d'acquisition définie dans la convention de services de transport) servira à calculer les droits fixes d'Énergie Est. Énergie Est est donc désormais exposée à un risque à l'égard de la portion de la prime d'acquisition nécessaire pour générer l'avantage

financier, plus tout coût en capital à l'égard du projet du réseau principal de l'Est dépassant 2,1 milliards de dollars (le montant combiné de ce qui précède est appelé aux présentes la contribution d'Énergie Est).

À l'heure actuelle, la prise en charge du risque commercial par Énergie Est comprend la responsabilité à l'égard d'une tranche accrue de la prime d'acquisition, ainsi que la prise en charge des risques liés au coût en capital advenant que le coût du projet du réseau principal de l'Est dépasse 2,1 milliards de dollars. La contribution d'Énergie Est est actuellement estimée à 478 millions de dollars, comparativement à la prise en charge du risque pour 250 millions de dollars à l'égard de la prime d'acquisition dans la Demande initiale.

De plus, aux termes des conventions de services de transport, au moment du premier rajustement des droits, Énergie Est a le pouvoir discrétionnaire d'augmenter les droits fixes d'un pourcentage inférieur à la hausse en pourcentage entre les coûts estimatifs du projet et la version révisée des coûts estimatifs du Projet.¹ Énergie Est s'est engagée envers ses expéditeurs à exercer son pouvoir discrétionnaire en vue de déduire une tranche minimale de 700 millions de dollars de l'estimation révisée du coût en capital dans la mesure où elle a trait au prix d'acquisition des actifs gaziers transférés, et ce montant ne sera pas compris dans le calcul des droits fixes des expéditeurs à terme. Par conséquent, le coût maximal associé à l'acquisition des actifs gaziers qui sera inclus dans le calcul des droits fixes sera de 1 milliard de dollars, et dans la mesure où le coût d'acquisition tombe en deca de 1,7 milliard de dollars, la tranche de 1 milliard de dollars qui sera comprise en vue de la récupération des droits fixes sera effectivement réduite. En d'autres termes, Énergie Est a convenu d'exercer son pouvoir discrétionnaire aux termes de la convention de services de transport pour fournir effectivement une réduction minimale de la variation du coût en capital de 700 millions de dollars aux expéditeurs à terme relativement à l'acquisition d'actifs gaziers au moment de la ré-estimation du coût.

L'engagement d'Énergie Est à exercer son pouvoir discrétionnaire en vue de limiter la hausse des droits fixes liés aux actifs gaziers transférés entraîne cependant la prise en charge d'un risque accru par Énergie Est que celui qui existait au moment de la Demande initiale.

7.1.4.1.2 Droits variables

Les droits variables, seconde composante des droits payables par les expéditeurs liés par contrat, représentent une répartition mensuelle des frais

¹ Conventions de service de transport, Partie C.3 (b) de l'Annexe B.

d'exploitation, d'entretien et d'administration en fonction des kilomètres-barils sur les volumes expédiés (voir l'Annexe B des modèles de conventions de services de transport à l'Annexe Vol 3-1). Les droits variables pour les points de livraison de l'Oléoduc Énergie Est seront estimés avant la mise en service des installations de l'Oléoduc Énergie Est et au plus tard le 1er décembre de chaque année par la suite.

Les prévisions relatives aux droits variables tiendront compte des points de livraison, du débit estimatif, des taux d'inflation, des taux des périodes antérieures et de tout autre facteur pertinent. Les droits variables seront calculés en fonction du débit de l'Oléoduc Énergie Est, des commandes d'expédition et des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les prévisions mensuelles relatives aux droits variables seront ensuite réparties provisoirement sur le débit prévisionnel pour l'année à venir.

Après le 31 décembre de chaque année, Énergie Est établira les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration réels et les volumes réellement expédiés et calculera les droits variables définitifs. Tout écart entre les droits variables provisoires et les droits variables définitifs, qu'il soit positif ou négatif, sera recouvré auprès des expéditeurs liés par contrat ou leur sera remboursé l'année suivante en 12 versements égaux. Aux termes des conventions de services de transport négociées, les expéditeurs liés par contrat auront le droit d'auditer le calcul des droits variables.

Les droits variables varieront au fil du temps selon les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et les débits réels et visent à permettre à Énergie Est de récupérer les coûts d'exploitation réellement engagés pour les volumes réellement expédiés en les transférant aux expéditeurs. Énergie Est s'est engagée envers les expéditeurs liés par des contrats d'une durée de 10 ans ou plus à tenter de négocier une entente incitative à l'égard des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration au plus tard au cinquième anniversaire de la date d'entrée en service de l'Oléoduc Énergie Est

7.1.4.1.3 Démantèlement et cessation d'exploitation

Les expéditeurs d'Énergie Est paieront des frais de cessation d'exploitation distincts, dans le cadre des droits variables, qui permettront à Énergie Est de prélever la contribution annuelle conformément à la décision MH-001-2012 de l'Office relativement à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF »). L'estimation des coûts pour la cessation d'exploitation selon la méthode décrite dans la décision MH-001-2012 de l'Office à l'égard de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (« Keystone ») a été mise à jour par suite du retrait des installations de Cacouna et de l'ajout d'un oléoduc au

Québec et d'autres installations à Saint John. L'estimation révisée des coûts pour la cessation d'exploitation est désormais d'environ 914 millions de dollars pour le projet d'Oléoduc Énergie Est, selon sa portée modifiée.

Énergie Est entend mettre de côté des fonds d'une façon semblable à la convention de fiducie pour les frais de cessation d'exploitation établie pour Keystone Pipeline (Canada) et auprès du même fiduciaire, Compagnie Trust CIBC, laquelle est régie par la *Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt*. Une ébauche de la convention de fiducie d'Énergie Est a été présentée dans le Rapport supplémentaire n° 4, Annexe 1-10.

7.1.4.1.4 Droits indicatifs pour les expéditeurs liés par contrat

Le coût en capital estimatif du Projet est passé d'environ 14,4 milliards de dollars à 19,3 milliards de dollars, y compris la PFUDC. Cette hausse du coût en capital est attribuable à des révisions de la portée et à des améliorations techniques à mesure que progressent les techniques d'ingénierie, ainsi qu'à une hausse des coûts de construction attribuable aux changements à l'échéancier du Projet et à des améliorations dans la planification de la construction. Le coût en capital a des répercussions importantes sur la composante fixe des droits d'Énergie Est et par conséquent, les droits indicatifs ont été révisés pour tenir compte de la mise à jour de l'estimation du coût en capital.

Les expéditeurs potentiels ont eu la possibilité de choisir un modèle de convention de services de transport leur permettant, selon le cas :

- de transporter du pétrole soit à partir du point de réception d'Hardisty, soit à partir du point de réception des Prairies;
- de transporter du pétrole à partir des deux points de réception (service combiné).

Les droits variables pour le service combiné sont fondés sur le point de réception où le pétrole est remis aux fins de livraison. Les droits variables pour le transport jusqu'à la ville de Québec sont fondés sur le point de livraison de l'expéditeur, qui peut également choisir de livrer du pétrole à Montréal.

Les droits établis par contrat indicatifs sont présentés dans les Tableaux 7-1, 7-2 et 7-3. Ces droits indicatifs ont été établis en fonction :

- de négociations avec les expéditeurs potentiels;
- des coûts du projet estimés par Énergie Est, en leur version modifiée;
- des coûts variables estimatifs.

**Tableau 7-1 : Droits établis par contrat indicatifs modifiés
pour le point de livraison de Montréal**

Point de réception	Durée (années)		Droits fixes modifiés	Droits variables		Droits totaux modifiés
	(\$/baril)					
Hardisty	20		5,01	1,70		6,71
	10		5,69	1,70		7,39
Service combiné (Hardisty/Prairies)	20		5,15	1,70 / 1,35		6,85 / 6,5
	15		5,62	1,70 / 1,35		7,32 / 6,97
	10		5,96	1,70 / 1,35		7,66 / 7,31
	7		6,17	1,70 / 1,35		7,87 / 7,52
Prairies	10		6,37	1,35		7,72
	5		6,71	1,35		8,06
	2		7,52	1,35		8,87
	(\$/m ³)					
Hardisty	20		31,54	10,69		42,23
	10		35,80	10,69		46,49
Service combiné (Hardisty/Prairies)	20		32,39	10,69 / 8,49		43,08 / 40,88
	15		35,37	10,69 / 8,49		46,07 / 43,87
	10		37,51	10,69 / 8,49		48,20 / 46,00
	7		38,78	10,69 / 8,49		49,48 / 47,28
Prairies	10		40,06	8,49		48,55
	5		42,19	8,49		50,68
	2		47,31	8,49		55,80

Oléoduc Énergie Est Ltée

Modification de la Demande relative au Projet
Énergie Est

Volume 1 : Modification de la Demande,
aperçu, justification et questions commerciales

Section 7
Questions commerciales - Liquides

Tableau 7-2 : Droits établis par contrat indicatifs modifiés pour le point de livraison de Québec

Point de réception	Durée (années)		Droits fixes modifiés	Droits variables		Droits totaux	
				Ville de Québec			Droits totaux modifiés
<hr/>							
Hardisty	20		5,22	1,80			7,02
	10		5,90	1,80			7,70
Service combiné (Hardisty/ Prairies)	20		5,35	1,80 / 1,40			7,15 / 6,75
	15		5,83	1,80 / 1,40			7,63 / 7,23
	10		6,17	1,80 / 1,40			7,97 / 7,57
	7		6,37	1,80 / 1,40			8,17 / 7,77
Prairies	10		6,57	1,40			7,97
	5		6,91	1,40			8,31
	2		7,72	1,40			9,12
<hr/>							
Hardisty	20		32,82	11,32			44,14
	10		37,08	11,32			48,40
Service combiné (Hardisty/ Prairies)	20		33,67	11,32 / 8,81			44,99 / 42,48
	15		36,65	11,32 / 8,81			47,97 / 45,46
	10		38,78	11,32 / 8,81			50,11 / 47,59
	7		40,06	11,32 / 8,81			51,38 / 48,87
Prairies	10		41,34	8,81			50,15
	5		43,47	8,81			52,28
	2		48,59	8,81			57,39

**Tableau 7-3 : Droits établis par contrat indicatifs modifiés
pour le point de livraison de Saint John**

Point de réception	Durée (années)		Droits fixes modifiés	Droits variables	Droits totaux modifiés	
	(\$/baril)					
Hardisty	20		6,50	2,10	8,60	
	10		7,18	2,10	9,28	
Service combiné (Hardisty/Prairies)	20		6,64	2,10 / 1,70	8,74 / 8,34	
	15		7,11	2,10 / 1,70	9,21 / 8,81	
	10		7,45	2,10 / 1,70	9,55 / 9,15	
Prairies	7		7,66	2,10 / 1,70	9,76 / 9,36	
	10		7,86	1,70	9,56	
	5		8,20	1,70	9,90	
			9,01	1,70	10,71	
	(\$/m ³)					
Hardisty	20		40,91	13,21	54,12	
	10		45,18	13,21	58,39	
Service combiné (Hardisty/Prairies)	20		41,77	13,21 / 10,69	54,98 / 52,46	
	15		44,75	13,21 / 10,69	57,96 / 55,44	
	10		46,88	13,21 / 10,69	60,09 / 57,57	
Prairies	7		48,16	13,21 / 10,69	61,37 / 58,85	
	10		49,44	10,69	60,13	
	5		51,57	10,69	62,26	
			56,68	10,69	67,38	

7.1.4.2 Services de transport non visés par des engagements

La capacité non visée par des engagements pourra être utilisée afin de fournir des services de transports mensuels aux expéditeurs non liés par contrat et aux expéditeurs liés par contrat qui souhaitent transporter du pétrole brut en excédent du volume prévu par leur convention de services de transport. Énergie Est propose d'établir pour les expéditeurs non liés par contrat des droits maximaux par trajet équivalant à 170 % du total des droits fixes et variables versés par les expéditeurs liés par contrat qui ont pris les engagements les plus courts. Cette méthode de calcul des droits pour les expéditeurs non liés par contrat tient compte des différences considérables qui opposent les expéditeurs ayant pris des engagements contractuels à long terme à l'égard du Projet et ceux qui ne le font pas.

La situation des expéditeurs non liés par contrat et les conditions qui leur sont imposées sont sensiblement différentes de celles des expéditeurs liés par contrat, et le taux différentiel applicable aux expéditeurs non liés par contrat est juste et raisonnable et n'est pas indûment discriminatoire. Au total, les expéditeurs liés par contrat sur l'Oléoduc Énergie Est se sont engagés à payer des frais fixes, fondés sur les droits indicatifs, d'un montant d'environ 42 G\$ pendant la durée de leurs contrats. Ces engagements financiers représentent des coûts réels pour les expéditeurs ayant pris des engagements à long terme et il ne serait ni juste ni raisonnable que les expéditeurs n'ayant pas pris d'engagements à long terme reçoivent le même traitement en ce qui a trait aux droits.

Des droits favorables sont accordés aux expéditeurs liés par contrat en reconnaissance de ces engagements financiers à long terme et de leurs coûts financiers et afin d'inciter les expéditeurs à signer des contrats à plus long terme. Si ces engagements et ces coûts n'étaient pas reconnus, cela découragerait les expéditeurs de conclure des contrats à long terme à l'avenir et entraînerait vraisemblablement une réduction de la construction d'installations et, par conséquent, une réduction de l'accès aux marchés pour tous les expéditeurs.

Les expéditeurs qui ont conclu des conventions de services de transport négociées sont des participants avertis à l'industrie du pétrole brut et se sont engagés à payer des droits sur l'Oléoduc Énergie Est à long terme avec la conviction que les droits pour les expéditeurs liés par contrat sont justes et raisonnables et dans l'attente que les expéditeurs n'ayant pas pris d'engagements à long terme ne reçoivent pas les mêmes avantages.

Bien qu'il soit approprié d'établir des droits plus élevés pour les expéditeurs non liés par contrat que pour les expéditeurs liés par contrat, ces droits ne doivent pas être élevés au point de décourager les expéditeurs. Pour qu'Énergie Est puisse gérer le risque de sous-utilisation, les droits pour les expéditeurs non liés par contrat doivent être concurrentiels sur le marché. Par conséquent, Énergie Est propose de maintenir une souplesse dans l'établissement des droits pour les expéditeurs non liés par contrat sous réserve de droits maximaux par trajet équivalant à 170 % du total des droits fixes et variables versés par les expéditeurs liés par contrat qui ont pris les engagements les plus courts.

Afin de demeurer concurrentielle, Énergie Est pourrait à l'occasion devoir offrir une capacité non visée par des engagements moyennant des droits inférieurs aux droits maximaux pour les expéditeurs non liés par contrat si la conjoncture du marché le justifie. Si la conjoncture du marché est telle que les droits maximaux prévus ci-dessus pour les expéditeurs non liés par contrat ne sont pas concurrentiels, Énergie Est déposera une demande auprès de l'Office afin d'établir des droits réduits pour les expéditeurs non liés par contrat.

Le Tableau 7-4 présente les droits indicatifs révisés pour les expéditeurs non liés par contrat.

Tableau 7-4 : Droits indicatifs modifiés pour les expéditeurs non liés par contrat

Point de réception	Point de livraison		
	Droits modifiés Montréal	Droits modifiés Ville de Québec	Droits modifiés Saint John
(\$/baril)			
Hardisty	12,57	13,08	15,78
Prairies	15,08	15,51	18,21
(\$/m³)			
Hardisty	79,04	82,28	99,26
Prairies	94,86	97,57	114,54

7.1.5 Répartition du risque financier

L'Oléoduc Énergie Est est un projet comportant des risques commerciaux et une partie de ces risques est compensée par l'existence de contrats de transport à long terme négociés. La majeure partie de la capacité de l'oléoduc fait l'objet de contrats fermes à long terme au taux négocié pour la capacité visée par des engagements. Toutefois, Énergie Est assumera de nombreux risques qu'un pipeline employant une méthode conventionnelle fondée sur le coût du service n'aurait pas à assumer. Plus particulièrement, Énergie Est est exposée aux risques de sous-utilisation, de hausses du coût en capital et de non-renouvellement des contrats, au risque de marché en ce qui concerne le montant de ses droits pour les expéditeurs non liés par contrat et au risque qu'il soit impossible de récupérer la contribution d'Énergie Est.

7.1.5.1 Sous-utilisation

Si le débit en sus de la capacité visée par des engagements n'est pas utilisé, Énergie Est assumera seule le coût en capital lié à la capacité sous-utilisée. Le risque lié à la capacité inutilisée peut survenir si les prévisions relatives au marché ne se matérialisent pas, si la production de pétrole brut de l'Ouest canadien est inférieure aux prévisions ou si d'autres systèmes de transport s'emparent d'une partie du débit qui aurait autrement été transportée par l'Oléoduc Énergie Est. Le risque lié à la capacité inutilisée pourrait se concrétiser en conséquence d'événements imprévus touchant les prix sur le marché du pétrole brut, de mesures gouvernementales, d'avancées technologiques ou d'autres facteurs, auquel cas Énergie Est assumera ce risque.

Énergie Est s'expose également au risque de sous-utilisation si ses droits pour les expéditeurs non liés par contrat ne sont pas concurrentiels sur les marchés d'utilisation finale. Énergie Est devra évaluer s'il est nécessaire de réduire les droits pour les expéditeurs non liés par contrat en deçà du montant maximal proposé par trajet équivalant à 170 % du total des droits versés par les expéditeurs liés par contrat qui ont pris les engagements les plus courts pour remédier à la sous-utilisation.

7.1.5.2 Risque lié à la résiliation des contrats

Énergie Est et les expéditeurs disposent de droits de résiliation associés à des hausses possibles des coûts en capital de construction et/ou à l'échéancier des approbations du Projet, ce qui, un cas comme dans l'autre, peut entraîner la résiliation des contrats avant le début du service. Si tous les expéditeurs mettent fin à leurs contrats, Énergie Est pourrait devoir engager des frais et des dépenses de main-d'œuvre internes.

Advenant qu'un ou plusieurs expéditeurs mettent fin à leurs contrats, ils sont responsables financièrement de leur quote-part des frais et dépenses de main-d'œuvre externes engagés jusqu'à la date de résiliation. Ce montant est crédité au Projet Énergie Est, ce qui réduit l'exposition pour les expéditeurs restants et pour Énergie Est. Les expéditeurs restants et Énergie Est continuent d'assumer la responsabilité des frais résiduels, autant ceux déjà engagés que ceux à venir.

7.1.5.3 Hausse du coût en capital

Énergie Est partage avec les expéditeurs le risque d'écart dans les coûts de construction entre le moment où l'estimation du coût en capital est révisée et le moment où le Projet est mis en service, les expéditeurs assumant 50 % du risque par l'intermédiaire de hausses de droits et Énergie Est assumant les 50 % restants.

7.1.5.4 Autres risques

Voici d'autres risques auxquels Énergie Est est exposée :

- Risque lié à la non-exécution des contrats – Énergie Est ne dispose d'aucun recours pour recouvrer les droits fixes impayés auprès des autres expéditeurs liés par contrat ou des expéditeurs non liés par contrat dans l'éventualité où un expéditeur lié par contrat manque à ses obligations aux termes de son contrat. En cas de non-exécution du contrat, Énergie Est tentera de revendre la capacité de l'expéditeur défaillant aux conditions qui existent sur le marché au moment pertinent. Énergie Est s'expose également à un risque si les expéditeurs liés par contrat décident de ne pas renouveler leurs contrats et que la capacité de l'oléoduc demeure inutilisée après l'échéance de leurs contrats.
- Perte de la réduction minimale de la variation du coût en capital de 700 millions de dollars (dont une partie comprend la contribution d'Énergie Est estimative de

478 millions de dollars) – ce montant est exclu du calcul des taux négociés pour la durée initiale de 20 ans. Énergie Est court le risque de perdre ce montant si les expéditeurs ne renouvellent pas leurs contrats après la fin de leur durée initiale.

7.1.6 Exigences d'information

7.1.6.1 Mode de réglementation

Les sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office sont réparties en deux groupes. En règle générale, les sociétés du groupe 1 sont celles qui ont des réseaux étendus et sont soumises à une réglementation financière et à une surveillance plus importantes que les sociétés du groupe 2.

Pour déterminer si une société fait partie du groupe 1 ou du groupe 2 aux fins de la réglementation financière, l'Office se fonde habituellement sur des facteurs tels que la taille des installations et les questions de savoir si un pipeline transporte des produits pour des tiers et si les droits sont établis selon une méthode conventionnelle fondée sur le coût du service.

Compte tenu de l'envergure du Projet en termes d'empreinte géographique et de capacité et du fait qu'Énergie Est transportera du pétrole brut pour plusieurs tiers, Énergie Est s'attend à être considérée comme une société du groupe 1 aux fins de la réglementation financière. Les droits d'Énergie Est seront toutefois établis en fonction d'ententes négociées plutôt que selon une méthode conventionnelle fondée sur le coût du service. Ainsi, Énergie Est estime qu'elle devrait être dispensée de certaines exigences d'information financière et de dépôt qui ne s'appliquent pas à elle étant donné la méthode selon laquelle les droits seront établis pour l'oléoduc. Des dispenses des exigences d'information financière ont déjà été accordées à des sociétés pipelinières du groupe 1² parce que celles-ci avaient négocié des ententes de droits qui rendaient moins pertinentes les exigences d'information fondée sur le coût du service.

En particulier, Énergie Est demande d'être dispensée des exigences de dépôt du *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits* qui sont énoncées aux points 2 à 9 de la rubrique BB du *Guide de dépôt* de l'ONÉ et qui traitent des rapports de surveillance financière. Ainsi, Énergie Est fournirait des données mensuelles sur le débit pour les volumes visés par des engagements et non visés par des engagements tous les trimestres ainsi que les renseignements applicables prévus au point 10 de la rubrique BB tous les ans.

² Voir, par exemple, Motifs de décision de l'Office, Pipelines Enbridge Inc., Installations et méthode de conception des droits, mars 2014 (OH-002-2013), page 140, et Motifs de décision de l'Office, Trans Mountain Pipeline ULC, Droits et tarif, mai 2013 (décision RH-001-2012), page 41.

7.1.6.2 Règlement sur les renseignements relatifs aux droits et Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs

Énergie Est demande également une dispense des exigences de dépôt relatives aux taux d'amortissement conformément au *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (le « RNCO »). Énergie Est doit amortir ses actifs sur la durée des conventions de services de transport de façon à atténuer le risque de non-recouvrement du capital à l'échéance des conventions de services de transport. Étant donné que les taux d'amortissement n'auront pas d'incidence sur les droits pendant la durée des conventions de services de transport, il n'est pas nécessaire que l'Office approuve les taux d'amortissement sur la durée des contrats. Si la méthode d'établissement des droits pour les services d'Énergie Est change à l'échéance des contrats à long terme et requiert l'établissement de taux d'amortissement réglementés, Énergie Est déposera ses taux d'amortissement auprès de l'Office aux fins d'approbation.

7.2 OFFRE ET MARCHÉS

La présente section renferme de l'information mise à jour sur l'offre et le marché du pétrole brut, notamment sur les éléments suivants :

- l'offre de pétrole brut provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC)
- les raccordements avec les centres d'approvisionnement de Hardisty (Alberta), de Moosomin (Saskatchewan), et la capacité à l'extérieur de l'Alberta
- un survol de l'Est du Canada, de la côte est des États-Unis, de la côte américaine du golfe du Mexique et des marchés d'outre-mer éventuellement desservis par Énergie Est
- les escomptes sur l'offre de pétrole brut provenant du BSOC
- les avantages relatifs à l'offre et aux marchés du projet Énergie Est

Énergie Est a retenu les services d'IHS inc. (IHS) pour qu'elle lui présente un aperçu de l'offre et des marchés du pétrole brut ainsi que des enjeux connexes pertinents pour le Projet. Le rapport a été mis à jour pour 2015 et Figure à l'Annexe Vol 1-14, *Étude de l'offre et des marchés pour le projet Énergie Est* (le rapport d'IHS).

Sommaire des modifications

- Depuis le dépôt de la Demande en 2014, le prix du pétrole brut en Amérique du Nord et sur les marchés mondiaux a chuté de plus de 50 % comparativement à son point le plus haut en 2014. L'analyse de l'offre et des marchés a été mise à jour pour tenir compte de cette perturbation sur le marché, et en outre ne contient plus aucun renvoi ni aucune hypothèse associé aux installations de Cacouna. Les mises à jour comprennent ou démontrent que les prévisions en matière de production de pétrole brut canadien continuent d'augmenter, mais à un rythme ralenti par rapport à ce qui était prévu auparavant.
- Les prévisions de juin 2015 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers abaissent la production totale de pétrole brut de 175 000 m³/j (1,1 million de b/j) d'ici 2030 comparativement aux prévisions de 2014.
- Les États-Unis sont devenus le plus important fournisseur de pétrole brut des raffineries tant au Québec que dans les provinces atlantiques, ce qui remplace les volumes en provenance de l'Algérie et d'autres pays.
- Le projet de terminal maritime et de terminal de réservoirs de Cacouna, au Québec, est retiré de la portée de la présente Demande.
- La hausse de la production de pétrole de réservoirs étanches des États-Unis et du transport de pétrole brut par rail en provenance du Canada a nettement réduit les

importations étrangères sur la côte est américaine, et le Canada est devenu le plus important fournisseur étranger de ce marché.

- Les écarts liés au WTI-Brent ont rétréci en 2014 comparativement à 2013 en raison d'une capacité de pipeline en hausse progressive, qui a permis d'écouler l'inventaire de pétrole brut à Cushing sur le marché de la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui a eu pour effet de réduire les escomptes de prix pour le brut lourd de référence canadien, Western Canadian Select.

Les données historiques ont démontré que les prix du pétrole brut sont volatils et cycliques. L'environnement actuel du marché pour le pétrole brut devrait se résorber à court terme. La production de pétrole brut canadien devrait continuer à augmenter pour répondre à la demande croissante, et Énergie Est constitue un projet d'infrastructures de transport important pour assurer un approvisionnement continu et un accès diversifié au marché, tant pour les producteurs que pour les consommateurs de pétrole brut canadien. De plus, les expéditeurs demeurent engagés envers le Projet malgré le ralentissement dans le secteur.

7.2.1 Aperçu de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien

La production du BSOC se compose de réserves de pétrole brut et de bitume brut. À l'échelle mondiale, le Canada arrive au troisième rang après l'Arabie saoudite et le Venezuela pour ce qui est des réserves prouvées de pétrole.

7.2.1.1 Alberta

Les réserves de bitume du BSOC représentent 98 %, ou 26,4 milliards de m³ (166 milliards de b), des 27 milliards de m³ (170 milliards de b) de réserves prouvées. Il existe suffisamment de réserves de bitume en Alberta pour soutenir le développement de nouveaux projets de sables bitumineux pour des dizaines d'années. Les réserves de pétrole classique qui sont récupérables aux plans technique et économique totalisent 288 millions de m³ (1,8 milliard de b). Toutefois, on estime qu'il reste 10,2 milliards de m³ (64 milliards de b) de pétrole brut classique dans les réservoirs, ce qui représente un important potentiel de récupération accrue par le recours à de nouvelles techniques de forage, comme le forage horizontal et la fracturation en plusieurs étapes.

Le Tableau 7-5 présente un sommaire des réserves et des ressources de l'Alberta à la fin de 2014.

**Tableau 7-5 : Sommaire des réserves, des ressources et de la production
de l'Alberta pour 2014 (Révisé)**

	Bitume brut		Pétrole brut	
	(millions de m ³)	(milliards de barils)	(millions de m ³)	(milliards de barils)
Ressources en place initiales	293 125	1 845	12 927	81,3
Réserves établies initiales	28 092	177	3 010	18,9
Production cumulative	1 661	10,4	2 722	17,1
Réserves établies restantes	26 431	166	288	1,8
Production annuelle	112	0,76	33,8	0,21
Potentiel ultime (récupérable)	50 000	315	3 130	19,7
Ressources en place initiales schiste/siltite	–	–	67 320	423,6

Source : ST98-2015 Alberta's Energy Reserves 2013 and Supply/Demand Outlook 2015-2024

7.2.1.2 Saskatchewan

La Saskatchewan est la deuxième province productrice de pétrole brut au Canada après l'Alberta. Elle produit du pétrole lourd et du pétrole léger classiques. Les réserves récupérables restantes sont estimées à 206 millions de m³ (1,3 milliard de b).

La section 3.1.4 traite de la récente progression importante de la production de pétrole brut léger en Saskatchewan attribuable à la production du bassin de Williston, situé au coin sud-est de la province.

7.2.1.3 Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien

La demande de pétrole brut du marché est le principal moteur du développement des réserves canadiennes de sables bitumineux. Le taux de croissance de la production est soumis à une évaluation continue de la demande du marché, des prix du pétrole brut et des projections des coûts en capital nécessaires au développement de ces projets. Toutefois, les décisions prises quant aux projets d'immobilisations relatifs aux sables bitumineux sont fondées sur un horizon à long terme, car la production associée aux sables bitumineux s'étend habituellement sur 25 à 50 ans et les conditions à court terme du marché n'ont habituellement pas d'incidence sur ces projets.

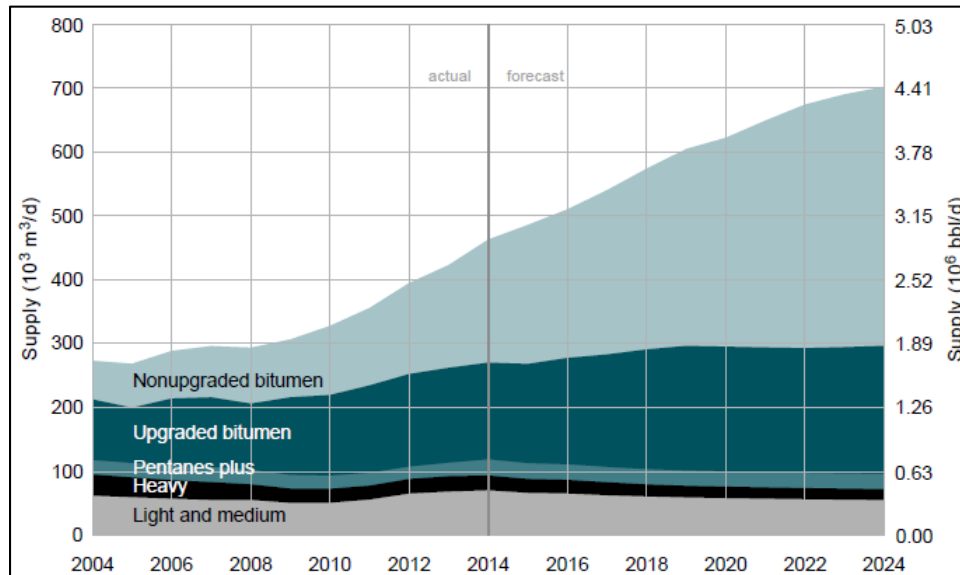
Il existe plusieurs³ prévisions différentes relatives à la production de pétrole brut de l'Ouest canadien, qui varient selon l'évaluation des réserves restantes, des prix du pétrole brut, de la demande et des coûts établie pour chaque prévision. Toutefois, les prévisions indiquent toutes une tendance de croissance constante attribuable à la hausse de la demande et à la nature des projets de sables bitumineux. Une fois que les

³ Alberta Energy Regulator (AER), Alberta Department of Energy (AB DOE), Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), Canadian Energy Resources Inc. (CERI), IHS

projets de sables bitumineux sont mis en production, ils maintiennent et augmentent les taux de production au fil du temps par la réalisation d'agrandissements et le retrait ou l'allègement de contraintes de production.

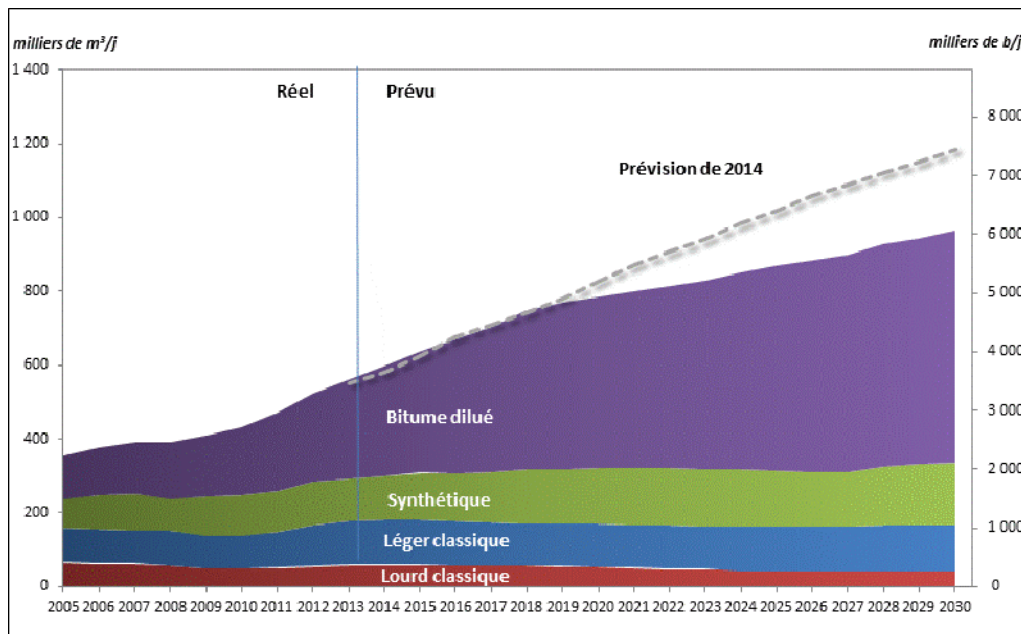
L'Alberta Energy Regulator publie un rapport annuellement afin de présenter une évaluation indépendante et complète de l'état des réserves, de l'offre et de la demande de ressources énergétiques en Alberta. Le rapport comprend également une prévision de l'offre et de la demande sur 10 ans pour la production de pétrole brut de l'Alberta. La prévision est fondée sur les projets existants, les agrandissements de projets existants et le développement de nouveaux projets selon les renseignements sur les coûts de production de l'industrie compilés par l'Alberta Energy Regulator. Pour obtenir les prévisions relatives à l'approvisionnement en pétrole brut et en condensat (pentanes plus) en Alberta, voir la Figure 7-1.

En juin 2015, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'ACPP) a publié un rapport intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation* (la prévision de l'ACPP). La prévision de l'ACPP indique que la production canadienne de pétrole brut croîtra de façon constante jusqu'en 2030 et que la production de sables bitumineux atteindra 668 000 m³/j (4,2 millions de b/j) d'ici la fin de la période couverte par la projection. Une grande part de la production de sables bitumineux dans la prévision de l'ACPP consiste en du bitume non valorisé qui doit être mélangé avec du pétrole brut léger, comme du pétrole brut synthétique (ratio 50:50) ou du condensat (ratio 70:30), afin de respecter les spécifications du pipeline pour le transport. En raison de ce mélange, pour assurer le transport du bitume fluidifié sur le marché, la capacité du pipeline doit être nettement supérieure à celle requise pour le transport du pétrole classique. Pour connaître la prévision de l'ACPP concernant l'approvisionnement des marchés en production classique, en production des sables bitumineux et en bitume fluidifié de l'Ouest canadien, voir la Figure 7-2.



Source : ERCB (maintenant, l'Alberta Energy Regulator) ST98- 2015 : *Alberta's Energy Reserves 2014 and Supply/Demand Outlook 2015-2024*⁴

Figure 7-1 : Approvisionnement en pétrole brut et en condensat de l'Alberta (Révisé)



Source : ACP.P.2015 *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*. Juin 2015

Figure 7-2 : Prévision de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien – 2015 (Révisée)

⁴ Version anglaise disponible seulement.

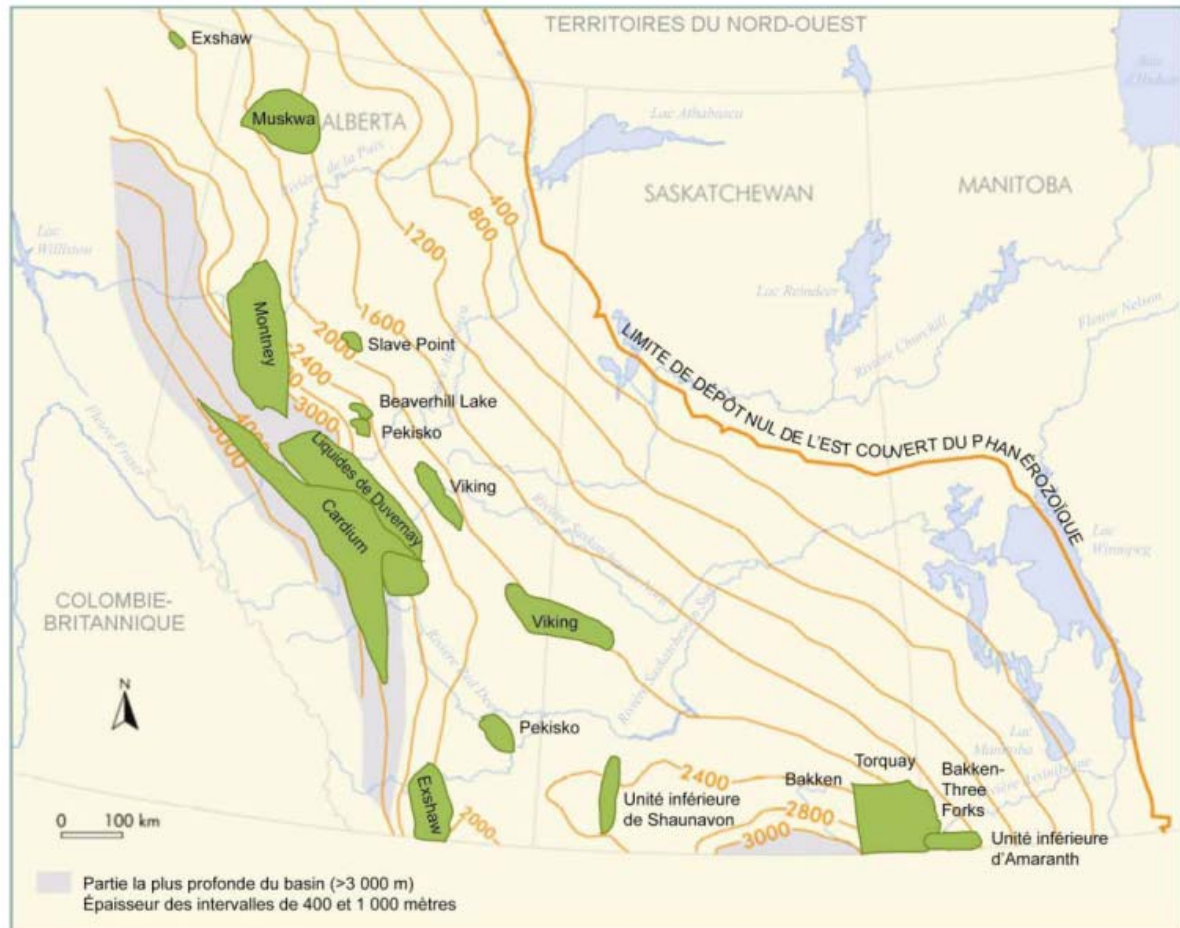
En plus de tenir compte de la prévision de l'ACPP, l'IHS a établi une prévision indépendante révisée de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien qu'elle a présentée dans son rapport IHS mis à jour. La prévision révisée de l'IHS va dans le même sens que celle de l'ACPP et s'en rapproche même davantage : les deux prévisions indiquent une croissance de l'approvisionnement pendant la période visée.

Selon la prévisions de l'ACPP, la production totale de pétrole brut continue à croître, mais à un rythme ralenti par rapport à ce qui était prévu auparavant. La production totale de pétrole brut est réduite de 175 000 m³/j (1,1 million de b/j) d'ici 2030 comparativement aux prévisions de 2014. Cette prévision reflète la faiblesse actuelle des cours du pétrole brut, et les producteurs continuent d'évaluer leurs plans de croissance à mesure que les prix du pétrole brut reprennent de la vigueur.

7.2.1.4 Pétrole de réservoirs étanches

Le pétrole de réservoirs étanches désigne le pétrole classique récupéré des gisements de pétrole léger très peu perméables à l'aide de techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Par le passé, la récupération du pétrole de réservoirs étanches était généralement considérée comme n'étant pas rentable, mais les nouvelles améliorations apportées à la technologie et aux techniques de forage l'ont rendue économiquement réalisable. Le développement des ressources de pétrole de réservoirs étanches dans le BSOC n'a pas suivi le même rythme qu'aux États-Unis, mais la production a crû de près de 350 % de 2010 à 2013.

Le rapport de décembre 2011 de l'Office national de l'énergie, *Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*, a examiné plusieurs zones pétrolières émergentes des réservoirs étanches du BSOC (voir la Figure 7-3).



Source : Office national de l'Énergie. 2011. *Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*⁵

Figure 7-3 : Emplacements du pétrole de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien

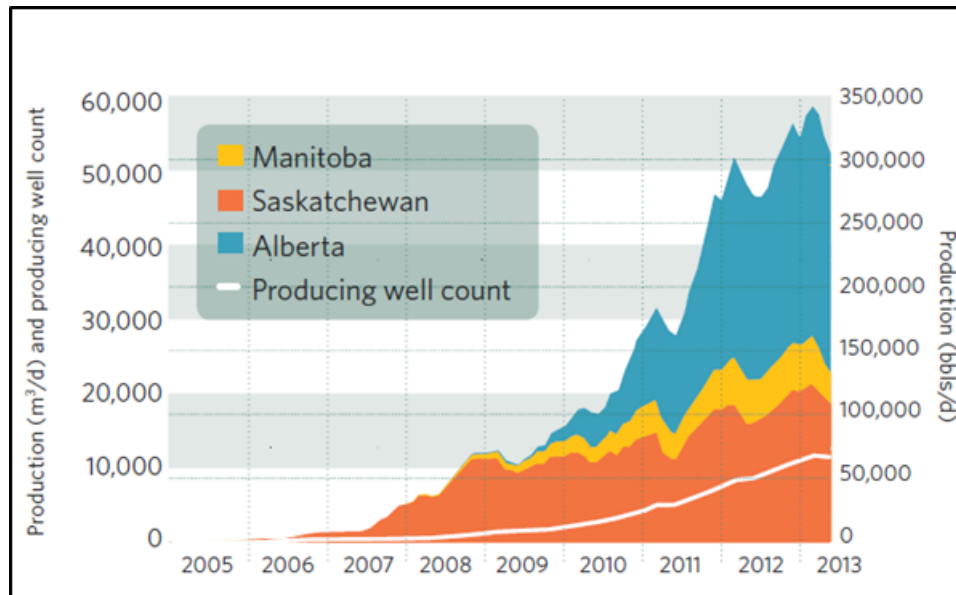
Pour obtenir un résumé des estimations des réserves récupérables pour les principales zones pétrolières étanches dans l'Ouest canadien, voir le Tableau 7-6.

⁵ Version anglaise disponible seulement.

Tableau 7-6 : Synthèse des formations pétrolières étanches dans l'Ouest canadien

Formation	Réserves récupérables (millions de m ³)	Réserves récupérables (millions de b)
Banff/Exshaw	51	320
Cardium	21	130
Viking	9	58
Duvernay	637	4 010
Nordegg	125	790
Muskwa	337	2 120
Williston (Saskatchewan)	254	1 600
Unité inférieure de Shaunavon	15	93
Total des réserves récupérables	1 449	9 121
Sources : ONE. 2011. <i>Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien</i> . EIA/ARI. 2013. <i>World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> .		

Le rapport trimestriel du gouvernement de l'Alberta, *Alberta Oil and Gas Industry Quarterly Update*, décrit les activités au sein de l'industrie pétrolière et gazière. La Figure 7-4 du rapport pour l'hiver 2013 indique que la production de pétrole de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien a progressé de près de 350 % entre 2010 et 2013. La majorité de la croissance est attribuable à l'Alberta et à la Saskatchewan. Situé dans le sud-est de la Saskatchewan, le bassin de Williston, qui produit principalement du pétrole brut léger non corrosif, est l'une des principales formations à l'origine de la production record de pétrole brut de la Saskatchewan en 2012 et en 2013.

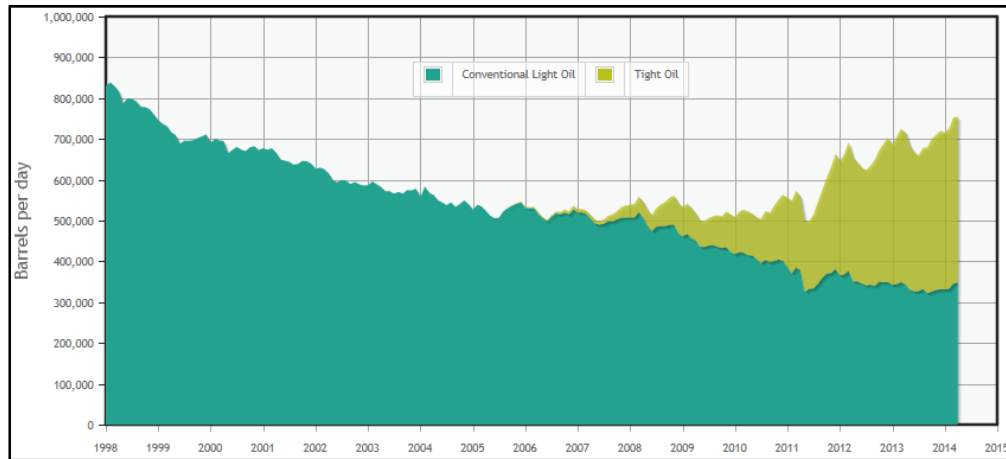


Source : Alberta Oil and Gas Industry Quarterly Update – Winter 2013.⁶

Figure 7-4 : Production de pétrole de réservoirs étanches de l'Ouest canadien

La Figure 7-4a présente l'Aperçu du marché de l'Office national de l'énergie diffusé à la fin de 2014, qui fournit une mise à jour de la production de pétrole de réservoirs étanches canadien. Selon le rapport, la production de pétrole de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien a progressé à plus de 64 000 m³/j (400 000 b/j) en 2014, ce qui constitue plus du double par rapport à 2011.

⁶ Version anglaise disponible seulement.



Source : *Office national de l'énergie – Aperçu du marché : Mise à jour sur la production de pétrole de réservoirs étanches au Canada – 2014-10-22.*⁷

Figure 7-4a : Production de pétrole léger de l'Ouest canadien (nouveau)

Environ 80 % du pétrole brut exporté à partir du Canada est vendu sur les marchés américains. Toutefois, la poussée observée dans la production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis provenant des formations Williston, Permian et Eagle Ford a remplacé la quasi-totalité des importations de pétrole brut léger sur la côte américaine du golfe du Mexique et une partie de celles-ci sur la côte est des États-Unis. L'offre américaine croissante cherche désormais à concurrencer le pétrole léger canadien dans la région PADD II. Selon le rapport *Annual Energy Outlook 2015* de l'Energy Information Administration des États-Unis (EIA), le pétrole de réservoirs étanches pourrait progresser d'au moins 222 000 m³/j supplémentaires (1,4 million de b/j) entre 2014 et la fin de la présente décennie.

Pour obtenir un aperçu de la production américaine de pétrole brut, voir la Figure 7-5.

⁷ Version anglaise disponible seulement.

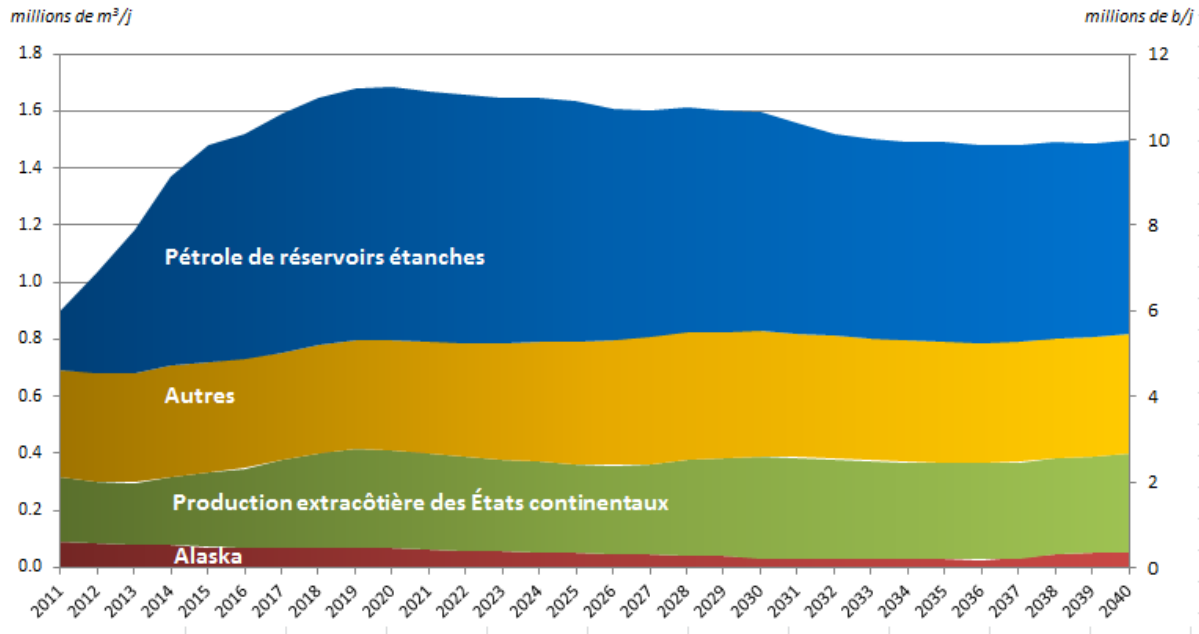


Figure 7-5 : Aperçu de la production américaine de pétrole brut (Révisé)

7.2.1.5 Perturbation des échanges commerciaux

Outre l'érosion du marché pour le pétrole brut léger canadien par suite de la production américaine croissante, des raffineries de PADD II, comme BP Whiting et Marathon Detroit, ont été converties pour pouvoir traiter une plus grande quantité de pétrole brut canadien provenant des sables bitumineux afin d'améliorer les paramètres économiques des raffineries. Les reconfigurations des raffineries et la concurrence provenant de la croissance du pétrole de réservoirs étanches américain forcent les producteurs canadiens de pétrole brut léger à rechercher de nouveaux marchés.

Le Projet ouvre l'accès à de nouveaux marchés pour le pétrole brut léger, nationaux et internationaux, qui peuvent absorber le pétrole brut léger canadien qu'accaparaient auparavant les marchés américains traditionnels.

7.2.2 Conventions de services de transport

Au moment du dépôt de la Demande originale en 2014, Énergie Est a conclu des conventions de services de transport ferme à long terme aux termes desquelles les expéditeurs se sont engagés à expédier un volume total de 144 000 m³/j (905 000 b/j) pendant une durée moyenne de 20 ans. Depuis le dépôt de la Demande, un autre volume de 14 000 m³/j (90 000 b/j) a fait l'objet de contrats, ce qui porte la somme

des volumes visés par des engagements à 158 000 m³/j (995 000 b/j)⁸ avec des durées moyennes de 19 ans. Les expéditeurs du service ferme d'Énergie Est comprennent des producteurs, des sociétés d'énergie intégrées, des raffineries et des négociants, qui ont tous accès à des volumes appréciables de pétrole brut. Énergie Est a conclu que ces expéditeurs n'auraient pas pris les importants engagements financiers associés aux conventions de services de transport s'ils n'avaient pas été convaincus qu'ils pourraient compter sur une source d'approvisionnement fiable à long terme.

7.2.3 Conclusion concernant l'approvisionnement du Projet

Les prévisions de l'ACPP, de l'IHS et de l'AER indiquent toutes une croissance marquée de l'approvisionnement en pétrole brut dans l'Ouest canadien jusqu'en 2030. Au même moment, la demande entourant la production canadienne de pétrole brut léger baisse dans les marchés traditionnels américains en raison de la croissance continue que connaît la production américaine de pétrole de réservoirs étanches. Du fait que l'offre de l'Ouest canadien augmente et que les marchés américains sont en train de se fermer, il faut trouver de nouveaux marchés et accroître notre capacité d'acheminement, d'où la nécessité du Projet. Le Projet ouvrira pour cette offre accrue de nouveaux marchés sur la côte Est qui dépendent de l'importation de pétrole brut coûteux à partir de pays étrangers et, éventuellement, des marchés d'outre-mer. À l'heure actuelle, aucun pipeline n'approvisionne les marchés de la côte est en pétrole brut domestique et il n'existe aucun accès maritime sur la côte est.

7.2.4 Transport

La majorité de la production de pétrole brut du Canada est transportée par pipeline vers des raffineries situées aux États-Unis et au Canada. Les deux principaux centres de distribution du pétrole brut en Alberta sont situés à Edmonton et à Hardisty. Le pétrole brut est acheminé vers ces centres par un vaste réseau de pipelines d'amenée.

7.2.4.1 Pipelines à Hardisty et à Edmonton

Le pétrole brut est transporté à partir d'Edmonton et d'Hardisty au moyen de pipelines principaux vers les marchés domestiques et extérieurs. À partir de la région d'Edmonton, le pétrole brut est transporté vers :

- l'est sur le réseau principal d'Enbridge;
- l'ouest par le pipeline Trans Mountain (TMPL);
- le sud par le pipeline Rangeland.

⁸ De ce montant, 42 900 m³/j (270 000 b/j) demeurent sous-contrat conformément aux ententes sur les services de transports non-modifiés. Pour de plus amples renseignements, voir la Section 7.1.1.2. : Consultation subséquentes.

Hardisty est un centre majeur d'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien, qui comporte de multiples pipelines d'interconnexion provenant des régions de production ainsi que de grands terminaux de stockage. La capacité totale des pipelines d'amenée à Hardisty s'élève à environ 477 000 m³/j (3 millions de b/j).

À partir de la région d'Hardisty, le pétrole brut est transporté vers :

- PADD II par le réseau principal d'Enbridge et le pipeline Keystone;
- PADD IV et II par les pipelines Express/Platte;
- PADD IV par le pipeline Milk River et le pipeline Bow River.

Pour connaître la capacité des réseaux existants et les marchés qu'ils desservent, voir le Tableau 7-7.

Pour consulter une carte des principaux pipelines d'exportation du pétrole brut à partir de l'Alberta, voir la Figure 7-6.

Tableau 7-7 : Capacité des pipelines à partir de l'Alberta

Pipeline	Destination	Capacité actuelle (milliers de m ³ /j)	Capacité actuelle (milliers de b/j)
PADD V/côte ouest			
TMPL	Colombie-Britannique, côte ouest américaine	48	300
PADD IV – États-Unis			
Express/Platte	Rocheuses américaines, Midwest américain	45 / 26	280 / 164
Milk River	Rocheuses américaines	20	125
Rangeland	Rocheuses américaines	14	85
PADD II – États-Unis			
Enbridge	Est du Canada, Midwest américain	368	2 314
Keystone	Midwest américain	94	590
Source : Sites Web de sociétés			

7.2.4.2 Centre de Cromer

Le centre de Cromer (Manitoba) est un centre de collecte pour les pétroles bruts léger et moyen produits en Saskatchewan et au Manitoba. Il reçoit du pétrole brut provenant de divers pipelines d'amenée et de camions. La capacité totale des pipelines d'amenée vers Cromer est estimée à 77 000 m³/j (480 000 b/j).

7.2.4.3 Projets pipeliniers en développement

Plusieurs projets pipeliniers sont actuellement en développement en réponse à la nécessité d'accroître la capacité des pipelines ainsi que la diversité du marché. Ces

projets pipeliniers visent à transporter la production croissante de pétrole brut de l'Ouest canadien vers trois directions :

- l'ouest (Northern Gateway et expansion de Trans Mountain) – Les deux projets pipeliniers prévoient transporter le pétrole brut de l'Alberta vers la côte ouest du Canada. Sur la côte ouest, le pétrole brut sera chargé sur des pétroliers pour être transporté vers les marchés de la côte ouest américaine et de l'Asie.
- l'est (Énergie Est et inversion du flux de la ligne 9B d'Enbridge) – Les deux projets pipeliniers prévoient transporter du pétrole brut domestique vers l'est du Canada. Énergie Est propose d'ajouter 175 000 m³/j (1,1 million de b/j) de nouvelle capacité d'exportation à partir de l'Ouest canadien et livrera du pétrole brut à Montréal, à Québec et à Saint John. Le pétrole brut transporté par Énergie Est peut également être chargé sur des pétroliers au Nouveau- Brunswick afin d'accéder à la côte est américaine, à la côte américaine du golfe du Mexique et aux marchés d'outre-mer. L'inversion du flux de la ligne 9B d'Enbridge n'ajoute pas de nouvelle capacité d'exportation pour le BSOC à partir de l'Ouest canadien, mais il prolonge la conduite principale d'Enbridge jusqu'à Montréal avec une capacité maximale de 48 000 m³/j (300 000 b/j).
- le sud (accès à la côte américaine du golfe du Mexique d'Enbridge et Keystone XL) – Le projet d'accès à la côte américaine du golfe du Mexique d'Enbridge a débuté à la fin de 2014 et permet actuellement d'acheminer le pétrole brut canadien à la côte américaine du golfe du Mexique. Le président américain a refusé d'accorder sa permission au projet Keystone XL, mais TransCanada examinera les options qui s'offrent à elle, qui pourraient comprendre le dépôt d'une nouvelle demande en vue d'une autorisation de transport transfrontalier.

7.2.4.4 Transport ferroviaire

L'insuffisance de la capacité d'exportation pipelinière a mené à d'importants escomptes qui ont rendu le transport ferroviaire économique pour les producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien. Les volumes de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien transportés par chemin de fer sont passés d'un niveau presque inexistant en 2009 à près de 42 000 m³/j (264 000 b/j) en 2013, et à 32 000 m³/j (200 000 b/j) à la fin de 2014, comme le rapporte le Crude Oil Logistics Committee. Toutefois, les coûts actuels du transport ferroviaire sont près de deux fois supérieurs aux coûts du transport par pipeline.

7.2.5 Offre de l'Ouest canadien et capacité d'exportation pipelinière

Comme il est décrit dans le rapport de l'IHS (Figure 4), l'offre de pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien devrait dépasser la capacité d'exportation pipelinière à court terme. L'insuffisance de la capacité d'exportation pipelinière a entraîné une forte demande de transport ferroviaire de pétrole brut vers les marchés.

Si tous les projets d'agrandissement et les nouveaux pipelines sont construits dans les délais prévus à l'heure actuelle et que la production de pétrole brut continue d'augmenter comme prévu, la capacité cumulée des pipelines d'exportation partant du BSOC sera excédentaire jusqu'à ce que la croissance de l'offre parvienne à égaler l'ensemble des ajouts de capacité. Le cycle d'offre excédentaire suivie de capacité excédentaire représente le cycle normal d'implantation d'une nouvelle capacité pipelinière. Même en supposant que les projets d'exportation partant du BSOC soient construits et mis en service dans les délais prévus à l'heure actuelle par les promoteurs des projets, une capacité additionnelle d'exportation par pipeline serait encore nécessaire après 2040 (selon les prévisions de IHS). Cette prévision tient compte de perspectives de production de pétrole brut en baisse en raison de la faiblesse actuelle des cours du pétrole.

Quand la capacité d'exportation par pipeline est insuffisante, les producteurs sont contraints d'accepter des escomptes, d'interrompre la production ou de se tourner vers des solutions de transport plus coûteuses, comme le transport par chemin de fer, ce qui réduit les rentrées nettes à la tête du puits. Une capacité d'exportation par pipeline adéquate à partir du BSOC permet aux producteurs de choisir les marchés qui leur procureront les meilleures rentrées nettes. Il est difficile et non rentable de faire correspondre précisément la capacité pipelinière au profil d'offre, étant donné le type de conception et l'échéancier des projets pipeliniers. La capacité pipelinière est habituellement mise en production en grandes tranches et permet aux producteurs de profiter de l'optionalité que confère l'accès à de multiples marchés.

Le Projet est le fruit des décisions prises par les expéditeurs de soutenir une plus grande diversité de marchés et d'encourager la hausse de la capacité d'acheminement par pipeline du pétrole en provenance du BSOC. Les expéditeurs ont décidé d'appuyer le Projet au plan tant financier que contractuel, indépendamment des autres projets pipeliniers proposés. Du point de vue de l'offre, le Projet a pour avantage d'offrir des débouchés pour une production croissante et de réduire la dépendance des producteurs canadiens envers les marchés traditionnels. Comme il sera décrit dans la section qui suit, du point de vue des marchés, le Projet offre un accès par pipeline économique à de nouveaux marchés et à des marchés étendus qui recouraient par le passé à des méthodes d'approvisionnement plus coûteuses.

7.2.6 Aperçu des marchés du pétrole brut

En raison de l'accroissement prévu de la production de pétrole brut du BSOC et du remplacement des approvisionnements canadiens dans les marchés traditionnels américains, une meilleure pénétration des marchés en place et une expansion dans de nouveaux marchés s'imposeront. La présente section procure un aperçu général des marchés domestiques et américains existants et des marchés d'outre-mer éventuels.

7.2.6.1 Québec

La capacité de raffinage actuelle au Québec représente environ 64 000 m³/j (402 000 b/j) comme il est indiqué dans le Tableau 7-8.

Tableau 7-8 : Capacité de raffinage du Québec

Raffinerie	Emplacement	Capacité (milliers de m ³ /j)	Capacité (milliers de b/j)
Suncor	Montréal	22	137
Valero	Québec	42	265
Source : ACP			

La quantité totale de brut traitée dans les raffineries du Québec en 2014 s'établissait à environ 54 000 m³/j (340 000 b/j), et selon des estimations, plus de 80 % de l'approvisionnement provenait de pays comme l'Algérie, l'Angola, le Mexique et les États-Unis. Entre 2012 et 2014, les importations ont baissé de 12 % à mesure qu'une proportion toujours grandissante de pétrole brut canadien en provenance de l'ouest du Canada était expédiée au Québec par voie ferroviaire. Au cours de la même période, le plus important fournisseur de pétrole brut des raffineries du Québec, jusqu'ici l'Algérie (44 %), est devenu les États-Unis, essentiellement en raison de la croissance de la production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis. Le pétrole de réservoirs étanches des États-Unis est actuellement acheminé aux raffineries du Québec par voie ferroviaire et par pétroliers, des modes de transport d'une efficacité réduite. Par le passé, ces raffineries ont été incapables d'accéder à d'importants volumes de pétrole brut domestique en raison de contraintes logistiques associées aux

pipelines. Par conséquent, elles ont été désavantagées au plan économique par rapport aux raffineries du Midwest américain qui peuvent accéder à du pétrole brut domestique moins coûteux au moyen de pipelines.

Pour obtenir la provenance ventilée du pétrole brut acheminé vers les raffineries du Québec, voir la Figure 7-7 et la Figure 7-7a.

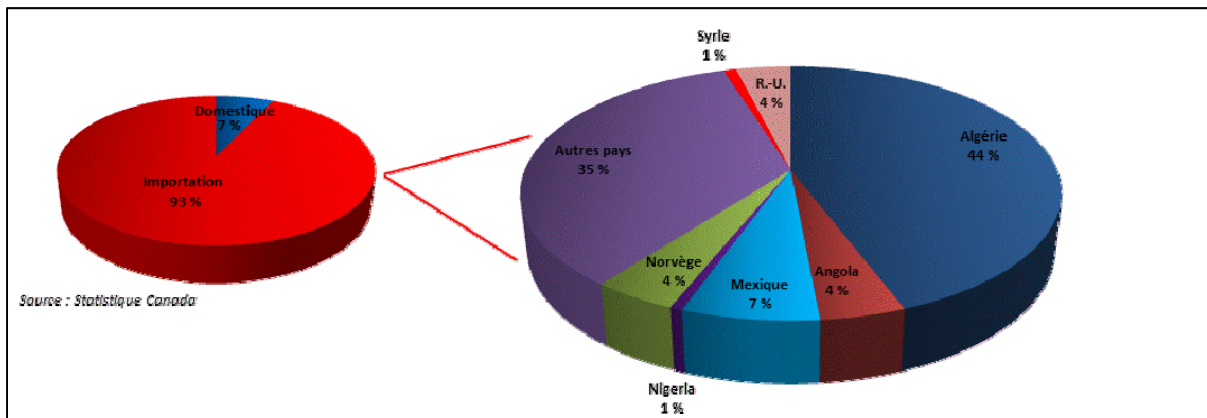
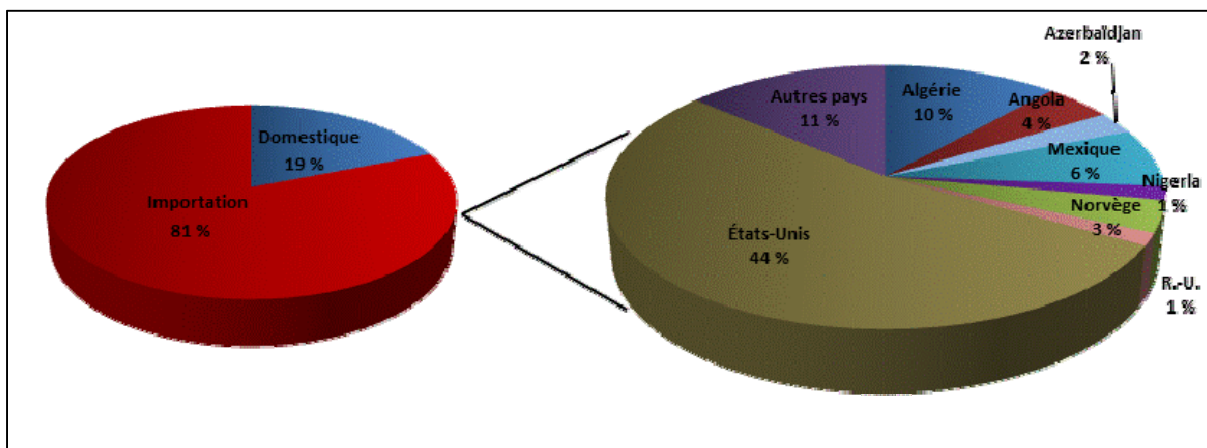


Figure 7-7 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries québécoises, 2012



Source : Statistique Canada

Figure 7-7a : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries québécoises (Révisée), 2014

Les raffineries du Québec sont configurées de façon à traiter principalement du pétrole brut léger, et le pétrole classique et le pétrole de réservoirs étanches de plus en plus abondants de l'Ouest canadien constituent des matières premières adéquates pour les raffineries.

La qualité du pétrole brut est une importante composante dans la détermination du prix. Le pétrole brut plus léger contenant moins de soufre vaut plus cher que le pétrole brut plus lourd contenant plus de soufre. Il est important pour les raffineurs que la qualité de leur pétrole brut soit préservée pendant le transport de celui-ci vers la raffinerie. Le Projet est un pipeline express qui peut livrer directement du pétrole brut à des raffineries du Québec sans réservoir de dégagement de sorte que la dégradation de la qualité des lots de pétrole brut est minimisée. Le Projet comportera également diverses options de transport et/ou de marchés, ce qui offrira aux raffineurs d'autres sources d'approvisionnement pendant les périodes d'interruption.

7.2.6.2 Canada atlantique

La capacité de raffinage du Canada atlantique s'élève à environ 66 000 m³/j (415 000 b/j) comme il est indiqué dans le Tableau 7-9.

Tableau 7-9 : Capacité de raffinage du Canada atlantique

Raffinerie	Emplacement	Capacité (milliers de m ³ /j)	Capacité (milliers de b/j)
Irving Oil	Saint John (Nouveau-Brunswick)	48	300
North Atlantic	Come by Chance (Terre-Neuve-et-Labrador)	18	115
Source : ACP			

La quantité totale de brut traitée dans les raffineries du Canada atlantique en 2014 représentait environ 54 000 m³/j (350 000 b/j), et plus de 70 % de l'approvisionnement a été importé de pays comme l'Arabie saoudite, l'Angola, l'Irak et les États-Unis. Entre 2012 et 2014, l'approvisionnement en pétrole brut domestique aux raffineries du Canada atlantique a augmenté de 6 % en raison du transport du pétrole brut par voie ferroviaire. Au cours de la même période, les États-Unis sont devenus le plus important fournisseur de pétrole brut des raffineries du Canada atlantique, en raison d'une croissance marquée de la production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis. Le pétrole de réservoirs étanches des États-Unis est acheminé aux raffineries du Canada atlantique par voie ferroviaire et par pétroliers, des modes de transport d'une efficacité réduite. Les raffineries du Canada atlantique ne sont actuellement pas desservies par pipeline, si bien qu'elles dépendent, pour leur approvisionnement, grandement du pétrole brut plus coûteux acheminé par transport maritime en provenance d'autres pays. Les raffineries du Canada atlantique sont donc désavantagées au plan économique par rapport à leurs concurrents reliés par pipeline.

Pour obtenir la provenance ventilée de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries du Canada atlantique, voir la Figure 7-8 et la Figure 7-8a.

Les raffineries Irving Oil et North Atlantic sont configurées de façon à traiter principalement du brut léger non corrosif et du pétrole brut corrosif léger ainsi qu'une faible quantité de pétrole brut lourd. Une partie de l'offre croissante de l'Ouest canadien est composée de pétrole brut léger et de pétrole brut corrosif léger de la Saskatchewan et du Manitoba, qui est recueilli au carrefour de Cromer (Manitoba). Tant le pétrole classique que le pétrole léger de Cromer constituent des matières premières adéquates pour les raffineries Irving Oil et North Atlantic.

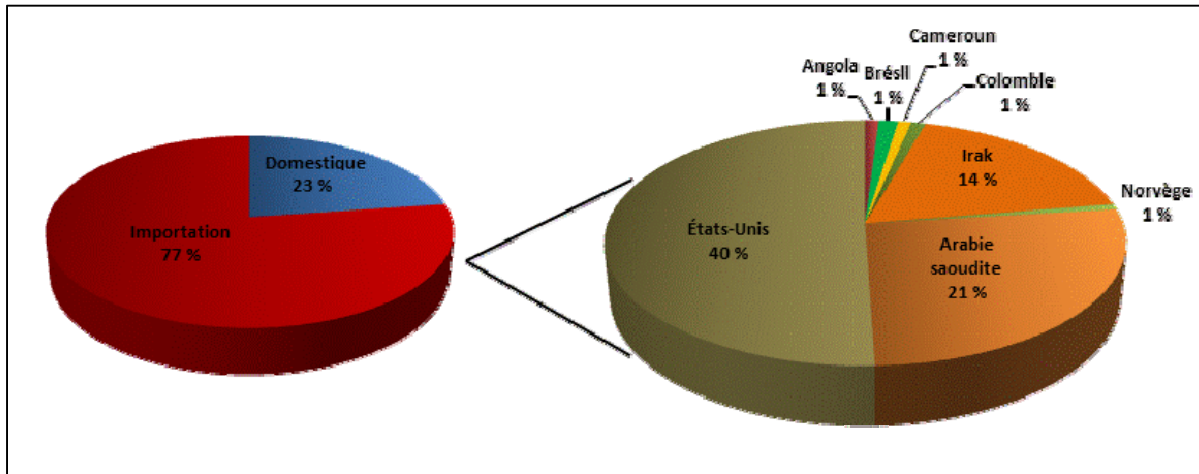
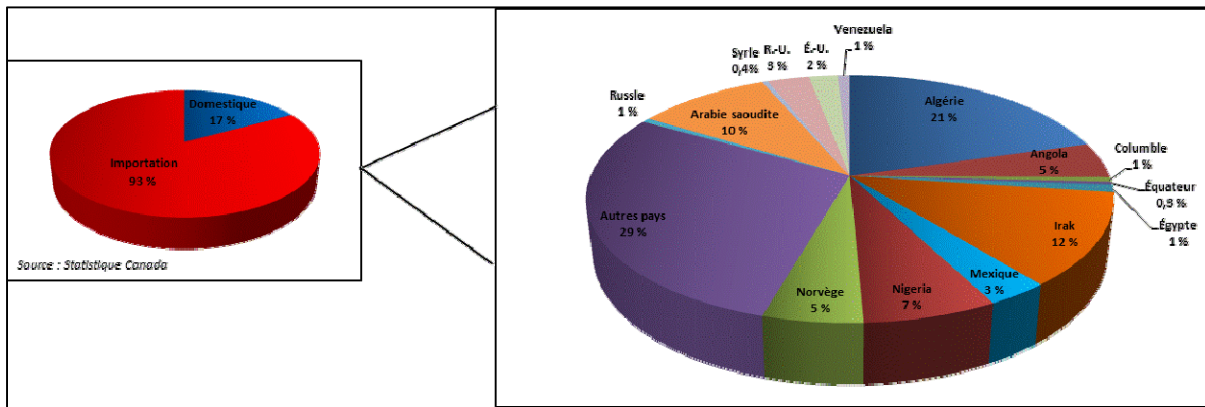


Figure 7-8a : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries du Canada atlantique (Révisée), 2014



Source : Statistique Canada

Figure 7-8 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries du Canada atlantique, 2012

Le Projet sera relié à un port en eau profonde au terminal Canaport, à Saint John (Nouveau-Brunswick), qui peut accueillir des pétroliers de grande taille, y compris de très gros transporteurs de brut (« TGTB ») et des pétroliers Suezmax. Les pétroliers de plus grande taille procurent habituellement les coûts unitaires les plus faibles pour

le transport sur longue distance. Le port en eau profonde offrira des options aux expéditeurs qui souhaitent accéder à des marchés au-delà de la côte est canadienne.

7.2.6.3 Côte est américaine – PADD I

La capacité de raffinage sur la côte est américaine, également appelée PADD I, s'élève à environ 206 000 m³/j (1,3 million de b/j) traités par 10 raffineries (voir le Tableau 7-10).

Tableau 7-10 : Capacité de raffinage de PADD I

Raffinerie	Emplacement	Capacité (milliers de m ³ /j)	Capacité (milliers de b/j)
American Refining	Bradford (Pennsylvanie)	2	10
PBF	Delaware City (Delaware)	30	190
Ergon	Newell (Virginie-Occidentale)	3	20
Monroe Energy	Trainer (Pennsylvanie)	29	185
NuStar	Savannah (Géorgie)	5	28
NuStar	Paulsboro (New Jersey)	12	74
PBF	Paulsboro (New Jersey)	29	180
Phil. Energy Solutions	Philadelphie (Pennsylvanie)	52	330
Phillips 66	Linden (New Jersey)	38	238
United	Warren (Pennsylvanie)	11	70

Source : US Energy Information Administration

La quantité totale de brut traitée en 2014 représentait environ 175 000 m³/j (1,1 million de b/j), et 60 % de l'approvisionnement a été importé de pays comme le Canada, l'Arabie saoudite, le Nigeria, l'Angola et le Venezuela. Entre 2012 et 2014, les importations de pétrole brut du Canada ont augmenté de 23 % à 43 %, comme l'indiquent la Figure 7-9 et la Figure 7-9a. Cette augmentation du volume découlait de la hausse du transport de pétrole brut par rail en provenance de l'Ouest canadien lorsque les conditions du marché l'ont permis. En outre, l'approvisionnement en pétrole brut domestique des États-Unis a augmenté de 15 % à 40 %, essentiellement en raison du transport de pétrole brut par rail en provenance du bassin de Williston. De façon analogue aux raffineries du Canada atlantique, la majeure partie de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de PADD I est constituée principalement de pétrole importé par transport maritime sur des pétroliers. Comme il est indiqué dans la Figure 7-9a, PADD I représente un marché important pour le pétrole brut canadien, où celui-ci fait concurrence aux importations plus coûteuses du Moyen-Orient et de l'Amérique latine.

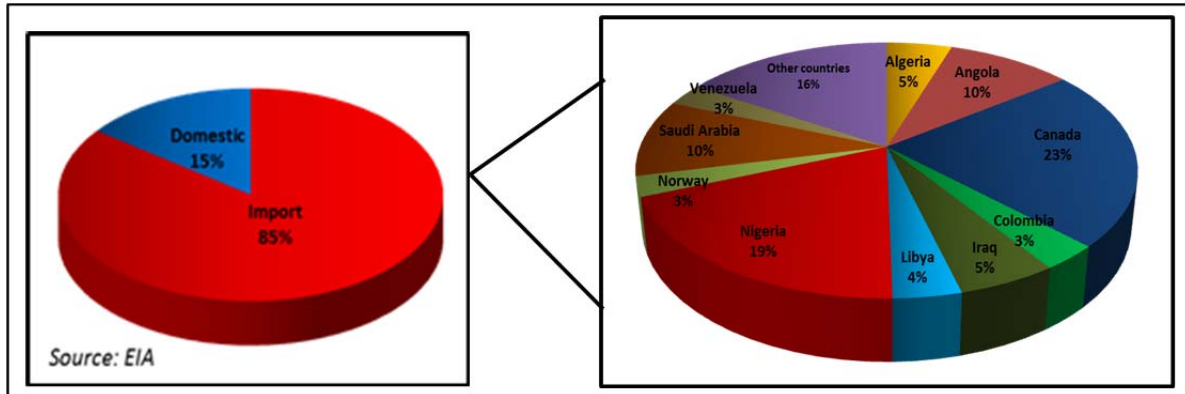
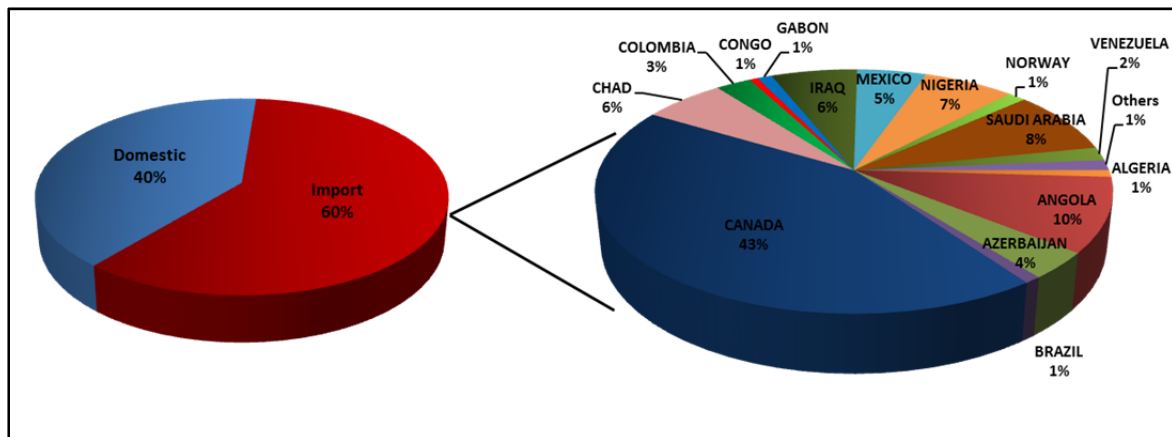


Figure 7-9 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte est américaine (PADD I), 2012



Source : US Energy Information Administration

Figure 7-9a : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte est américaine (PADD I) (Révisée), 2014

7.2.6.4 Côte américaine du golfe du Mexique – PADD III

La capacité de raffinage sur la côte américaine du golfe du Mexique, également appelée PADD III, s'élève à environ 1,43 million de m³/j (9,1 millions de b/j), comme il est indiqué dans le Tableau 7-11.

La quantité totale de brut traitée en 2014 représentait 1,3 million de m³/j (8,4 millions de b/j), et 40 % de l'approvisionnement a été importé d'autres pays (voir la Figure 7-10).

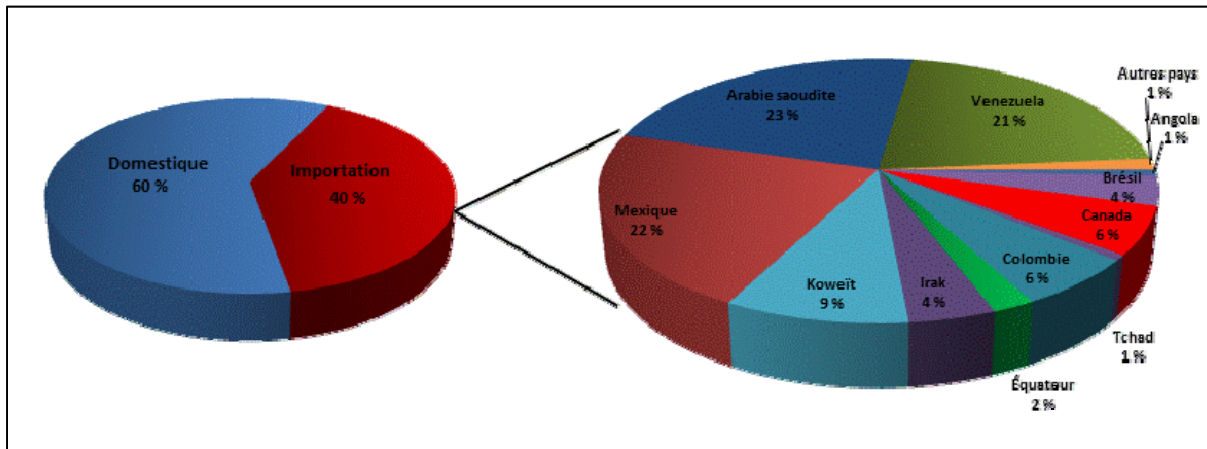
Tableau 7-11 : Capacité de raffinage de PADD III

Raffinerie	Emplacement	Capacité (milliers de m ³ /j)	Capacité (milliers de b/j)
Alon Refining Krotz Springs Inc	Krotz Springs (Louisiane)	13	80
Alon USA Energy Inc	Big Spring (Texas)	11	67
BP Products North America Inc	Texas City (Texas)	73	460
Calcasieu Refining Co	Lake Charles (Louisiane)	12	78
Calumet Lubricants Co	San Antonio (Texas)	2	14
Calumet Lubricants Co LP	Cotton Valley (Louisiane)	2	13
Calumet Lubricants Co LP	Princeton (Louisiane)	1	8
Calumet Shreveport LLC	Shreveport (Louisiane)	9	57
Chalmette Refining LLC	Chalmette (Louisiane)	31	193
Chevron USA Inc	Pascagoula (Mississippi)	52	330
Citgo Petroleum Corp	Lake Charles (Louisiane)	68	428
Citgo Refining & Chemical Inc	Corpus Christi (Texas)	26	163
Cross Oil Refining & Marketing Inc	Smackover (Arkansas)	1	8
Deer Park Refining Ltd Partnership	Deer Park (Texas)	52	327
Delek Refining Ltd	Tyler (Texas)	10	60
Ergon Refining Inc	Vicksburg (Mississippi)	4	23
ExxonMobil Refining & Supply Co	Baton Rouge (Louisiane)	80	503
Exxon Mobil Refining & Supply Co	Baytown (Texas)	89	561
ExxonMobil Refining & Supply Co	Beaumont (Texas)	55	345
Flint Hills Resources LP	Corpus Christi (Texas)	46	289
Goodway Refining LLC	Atmore (Alabama)	1	4
Houston Refining LP	Houston (Texas)	41	259
Hunt Refining Co	Tuscaloosa (Alabama)	6	36
Hunt Southland Refining Co	Sandersville (Mississippi)	2	11
Lazarus Energy LLC	Nixon (Texas)	2	11
Lion Oil Co	El Dorado (Arkansas)	13	83
Marathon Petroleum Co LLC	Garyville (Louisiane)	83	522
Marathon Petroleum Co LLC	Texas City (Texas)	13	80
Motiva Enterprises LLC	Convent (Louisiane)	37	235
Motiva Enterprises LLC	Norco (Louisiane)	37	234
Motiva Enterprises LLC	Port Arthur (Texas)	95	600
Navajo Refining Co LLC	Artesia (Nouveau-Mexique)	17	105
Pasadena Refining Systems Inc	Pasadena (Texas)	16	100
Phillips 66 Company	Belle Chasse (Louisiane)	40	252
Phillips 66 Company	Westlake (Louisiane)	38	239
Phillips 66 Company	Sweeny (Texas)	39	247
Placid Refining Co	Port Allen (Louisiane)	9	57
Premcor Refining Group Inc	Port Arthur (Texas)	46	290

Tableau 7-11 : Capacité de raffinage de PADD III (suite)

Raffinerie	Emplacement	Capacité (milliers de m³/j)	Capacité (milliers de b/j)
Shell Chemical LP	Saraland (Alabama)	13	80
Shell Oil Products US	Saint Rose (Louisiane)	7	45
Total Petrochemicals & Refining USA	Port Arthur (Texas)	36	226
Valero Energy Corporation	Meraux (Louisiane)	20	125
Valero Energy Corporation	Sunray (Texas)	25	156
Raffinerie	Emplacement	Capacité (milliers de m³/j)	Capacité (milliers de b/j)
Valero Energy Corporation	Three Rivers (Texas)	15	93
Valero Refining Co Texas LP	Corpus Christi (Texas)	32	200
Valero Refining Co Texas LP	Houston (Texas)	14	88
Valero Refining Co Texas LP	Texas City (Texas)	36	225
Valero Refining New Orleans LLC	Norco (Louisiane)	33	205
Western Refining Company LP	El Paso (Texas)	19	122
Western Refining Southwest Inc	Gallup (Nouveau-Mexique)	3	22
WRB Refining LP	Borger (Texas)	23	146
Source : US Energy Information Administration			

Les raffineries dans PADD III sont configurées de façon à traiter principalement du pétrole brut lourd, et plus de 60 % de l'approvisionnement provient du Venezuela, du Mexique et de l'Arabie saoudite. PADD III représente un marché important pour le pétrole brut lourd du Canada, où celui-ci fait concurrence aux importations plus coûteuses du Venezuela et du Mexique.



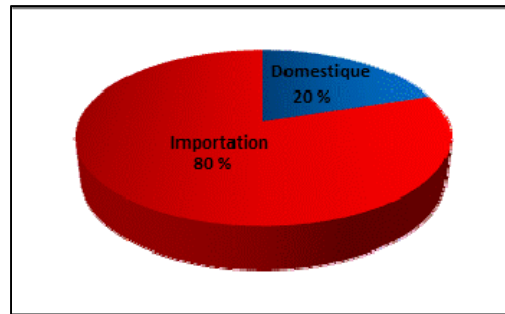
Source : US Energy Information Administration

Figure 7-10 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte est américaine (PADD I) (Révisée)

7.2.6.5 Marchés d'outre-mer – Europe

L'Europe a une capacité de raffinage combinée de 2,4 millions de m³/j (15 millions de b/j). La région a consommé environ 2 millions de m³/j (12 millions de b/j) en 2014, et 74 % de l'approvisionnement a été importé de pays non européens (voir la Figure 7-11). Même si la plupart des raffineries d'Europe sont configurées pour traiter des pétroles bruts légers, la demande de pétrole brut lourd excède encore 140 000 m³/j (900 000 b/j). Le pétrole brut lourd est importé du Venezuela, du Mexique et de l'Arabie saoudite.

Le terminal maritime Canaport d'Énergie Est est bien positionné au plan économique pour permettre au pétrole brut canadien de concurrencer le pétrole brut international sur les marchés européens, étant donné que le tarif fixe du transport maritime à partir de la côte est vers l'Europe est concurrentiel par rapport à l'approvisionnement provenant du Moyen-Orient.



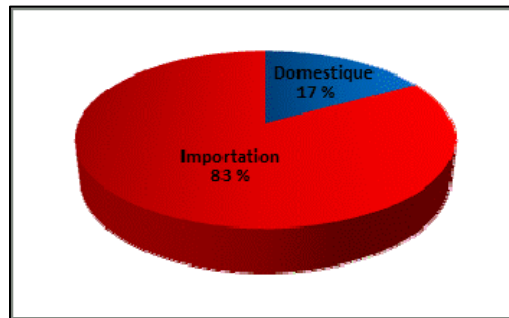
Source : IHS, EIA

Figure 7-11 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers l'Europe (Révisée), 2014

7.2.6.6 Marchés d'outre-mer – Inde

La capacité de raffinage combinée de l'Inde est de 0,7 million de m³/j (4,6 millions de b/j), et l'Inde a consommé environ 0,7 million de m³/j (4,5 millions de b/j) de pétrole brut en 2014. La production indienne de pétrole est très limitée, de sorte que la plus grande partie de son approvisionnement en pétrole brut est importée d'autres pays (voir la Figure 7-12). La plupart des importations proviennent du Moyen-Orient. La demande de pétrole brut de l'Inde s'accroît et, selon le rapport de l'IHS, elle devrait progresser de 50 % d'ici 2030. Même si les paramètres économiques associés au transport du pétrole brut du Moyen-Orient vers l'Inde sont plus attrayants que ceux associés au Canada, l'Inde cherche à diversifier et à sécuriser davantage son approvisionnement en pétrole brut, et le Canada représente une option logique pour ce faire.

Le terminal maritime Canaport d'Énergie Est est un port en eau profonde qui peut recevoir de très grands transporteurs de brut qui sont économiques pour le transport sur longue distance. Il est prévu qu'une partie du volume du pétrole brut canadien sera exportée vers des marchés de l'Inde.



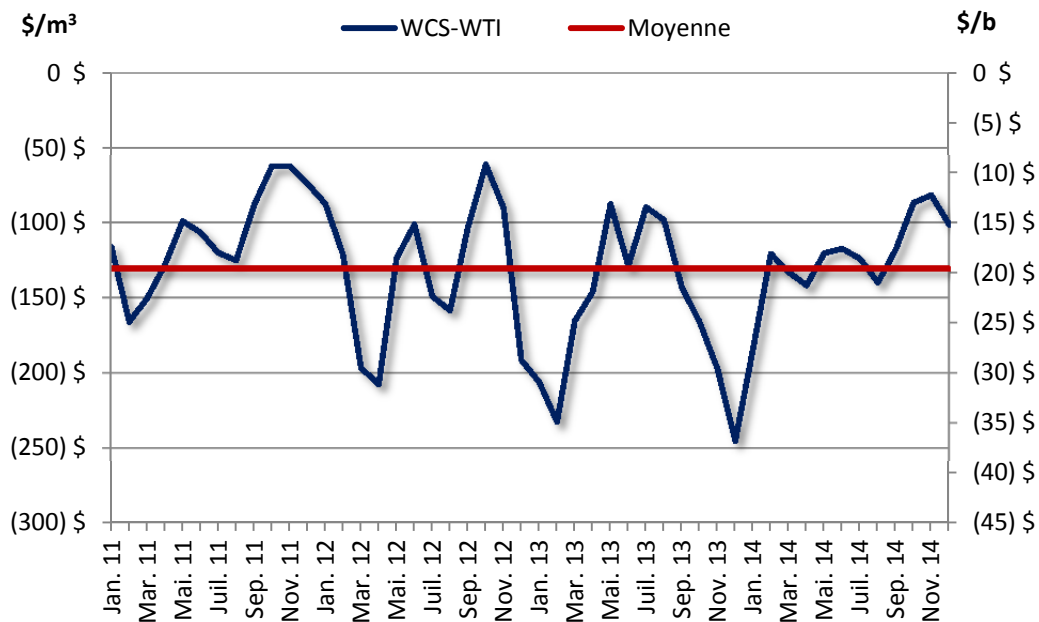
Source : IHS, PPAC

Figure 7-12 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers l'Inde (Révisée), 2014

7.2.7 Escomptes

Le pétrole brut tiré du BSOC est vendu pour la plupart sur le marché le plus près, soit les États-Unis, une fois la demande de l'Ouest canadien et de l'Ontario satisfaite. À mesure que l'offre de pétrole brut provenant du BSOC continue de dépasser la capacité d'exportation par pipeline existante et la demande régionale, elle devient enclavée et fait l'objet d'escomptes importants par rapport au West Texas Intermediate (WTI), qui est utilisé comme prix de référence pour la fixation des prix.

Pour connaître les escomptes de prix du brut lourd de référence canadien, Western Canadian Select (WCS), par rapport au WTI, voir la Figure 7-13. Comme il est indiqué, l'escompte moyen pour le WCS entre 2011 et 2014 s'établissait à 130 \$/m³ (20,69 \$/b). L'escompte a atteint un sommet de 245 \$/m³ (38,94 \$/b) en décembre 2013. L'écart de prix devrait se situer essentiellement autour de 63 \$/m³ (10 \$/b) afin de refléter les différences de qualité (pétrole lourd/pétrole léger) entre les deux pétroles de référence, plus les frais de transport de 38 \$/m³ (6 \$/b) de Hardisty (Alberta) à Cushing (Oklahoma).



Source : NetEnergy/NGX Blended Index

Figure 7-13 : Escomptes du WCS par rapport au WTI (Révisés)

Au cours de la même période, la flambée de la production du pétrole de schiste américain a entraîné la constitution de stocks à Cushing (Oklahoma), qui excèdent la capacité d'enlèvement pipelinère. Comme c'est le cas dans l'Ouest canadien, le prix du WTI délaissé a été fortement réduit par rapport au Brent, brut de référence à l'échelle internationale, de sorte qu'un double escompte sur le WCS a été créé.

Pour connaître les escomptes de prix du WTI par rapport au Brent, voir la Figure 7-14. L'escompte moyen pour la période comprise entre 2011 et 2014 s'établissait à 79 \$/m³ (12,60 \$/b). Le WTI et le Brent sont tous deux des pétroles légers de qualité similaire et, par le passé, le prix du Brent était inférieur à celui du WTI pour être concurrentiel sur la côte américaine du golfe du Mexique.

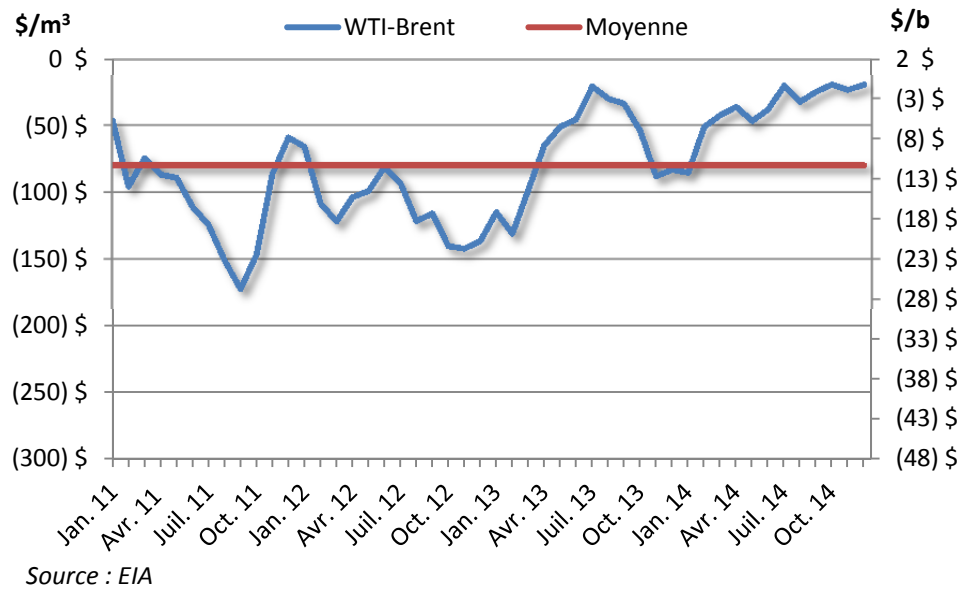


Figure 7-14 : Escomptes du WTI par rapport au Brent (Révisés)

Les importants escomptes consentis sur les prix du pétrole brut domestique sont avantageux du point de vue économique pour les raffineries de l'intérieur de l'Ouest canadien, de PADD IV des États-Unis et de PADD II desservies par pipeline puisqu'ils leur permettent d'acheter des matières premières à moindre coût. Les raffineries de l'Est canadien ont un accès restreint à la production de pétrole brut canadienne et sont contraintes d'importer plus de 80 % de leur matière première de pays étrangers, lesquels fondent leur tarif sur le prix Brent. Le Projet permettra aux raffineries de l'Est canadien d'avoir accès à des matières premières à un prix inférieur à celui de l'approvisionnement acheminé par transport maritime.

7.2.8 Conclusion

Le Projet, d'une capacité de transport de 175 000 m³/j (1,1 million de b/j), est un pipeline qui relie le pétrole brut enclavé et de plus en plus abondant de l'Ouest canadien aux raffineries de l'Est canadien qui dépendent largement du pétrole brut importé plus coûteux. De plus, le terminal maritime du Projet situé à Saint John diversifie les marchés pour le pétrole brut du BSOC en ouvrant l'accès aux marchés américains et d'outre-mer.

Le Projet permettra d'approvisionner les raffineries de l'Est canadien en pétrole brut de l'Ouest canadien à coût plus avantageux que celui du pétrole acheminé par transport maritime tout en préservant la qualité du pétrole brut. En outre, le Projet réduira la dépendance de l'Est canadien envers l'approvisionnement en pétrole brut étranger tout en améliorant la compétitivité des raffineries.

7.3 FINANCEMENT

Le financement du Projet proviendra essentiellement de TransCanada, tel qu'il est décrit dans la Demande Volume 3 Section 4 – Financement. Une mise à jour des agences d'évaluation du crédit qui confirme la cote d'investissement de qualité supérieure A- de TransCanada est jointe au Rapport supplémentaire n° 5. Le Rapport supplémentaire n° 5 contient également un aperçu des ressources financières disponibles pour élaborer des programmes d'assurance financière en vue de défrayer les coûts associés à tout accident ou à toute défaillance qui pourrait survenir pendant la construction ou l'exploitation des installations du Projet.

7.4 CONCEPTION HYDRAULIQUE

Dans la Demande Volume 3 Section 5, Énergie Est présente un aperçu de la conception hydraulique du Projet, y compris des schémas qui représentent la puissance requise des pompes hydrauliques et les pressions (d'aspiration et de refoulement) connexes requises pour les emplacements préliminaires des stations de pompage identifiés dans la Demande Volume 6A⁹.

Énergie Est a depuis mis à jour la conception hydraulique pour le Projet pour tenir compte notamment :

- du retrait du terminal maritime et du terminal de réservoirs de Cacouna
- de la modification du tracé du tronçon du Québec à l'est de Lévis, tel qu'il est décrit à la Section 3.5.1 : Tronçons de la canalisation principale, et à la Modification de la Demande Volume 2, Sections 1.3.1 et 2.1
- du retrait de la station de pompage de Cacouna antérieurement proposée et de l'ajout d'une nouvelle station de pompage sur un nouveau raccordement de pipeline de 27 km sur le tronçon du Québec à l'est de Lévis (réalignement Saint-Onésime/Picard)
- des profils d'élévation entre Lévis et le Complexe Énergie Est

Des schémas mis à jour pour l'ensemble du Projet sont joints à la Modification de la Demande annexe Volume 1-15 et annexe Volume 1-16 pour le taux de débit nominal et le taux de débit de conception.

⁹ Veuillez vous reporter à la Section 5.0 : Conception hydraulique de la Demande Volume 3 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : ***)

Pour de plus amples renseignements au sujet des emplacements préliminaires des stations de pompage pour les parties mises à jour du Projet, voir la Modification de la Demande Volume 2, Section 3.0¹⁰.

¹⁰ Pour de plus amples renseignements au sujet des emplacements préliminaires des stations de pompage entre Hardisty (Alberta) et Lévis (Québec), veuillez également consulter le Rapport supplémentaire no 4, Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 1.5.1 : Stations de pompage (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T5).