

Modification annexe Vol 1-13

Systeme de l'Oléoduc Énergie Est – CST Base de modification

« **mois** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **mois visé par une répartition** » désigne tout mois au cours duquel les commandes d'expédition mensuelles dépassent la capacité disponible établie conformément à la règle 7.2.

« **Partie** » désigne une partie à la présente convention et « **Parties** » désigne collectivement toutes les parties à la présente convention.

« **part proportionnelle** » désigne, à tout moment, la part que représente le volume sous contrat de l'Expéditeur par rapport à la totalité des volumes sous contrat prévus dans tous les Contrats signés par tous les expéditeurs sous contrat et le Transporteur visant des services sur le réseau de pipelines de base et qui n'ont pas été résiliés avant la date de résiliation.

« **personne** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **pétrole** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **point de livraison** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **point de réception** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **point de réception Bakken de la conduite principale** » désigne, collectivement, un ou plusieurs points de réception sur une conduite principale de pétrole partant du point de réception Bakken du réseau principal en direction sud que le Transporteur peut chercher à inclure dans le réseau de pipelines de base dans le cadre des réponses à l'appel de soumissions reçues par le Transporteur et que le Transporteur peut annoncer avant de déposer les approbations réglementaires préalables à la construction.

« **point de réception Bakken du réseau principal** » désigne un point de réception sur la partie principale du réseau de pipelines de base à Moosomin, en Saskatchewan, ou à proximité de cette municipalité.

« **préavis** » a le sens attribué à ce terme au paragraphe 5.1.

« **quote-part du stock en conduite** » désigne la quote-part de l'Expéditeur du stock en conduite calculée conformément à l'annexe D.

« **rajustement de l'ERM** » désigne le « rajustement de l'ERM » décrit à la partie E de l'annexe B.

« **RJG** » désigne la raffinerie Jean-Gaulin de Lévis près de la ville de Québec à Québec

« **règles et règlements** » désigne la version définitive des règles et règlements applicables au transport du pétrole contenue dans le tarif, telle qu'elle a été approuvée par l'ONÉ et telle qu'elle est en vigueur au moment pertinent, dont un projet est présenté à l'annexe C de la présente convention.

« **renseignements de l'Expéditeur** » désigne, collectivement, (i) les renseignements fournis par l'Expéditeur à l'annexe A et (ii) tous les renseignements et les éléments de preuve devant être fournis par l'Expéditeur au Transporteur conformément au paragraphe 2.3.

« **réseau de pipelines** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **réseau de pipelines de base** » désigne (i) la partie du réseau de pipelines partant d'un ou de plusieurs points de livraison à Hardisty, en Alberta, ou à proximité de cette municipalité (y compris les terminaux d'accumulation de lots au point de réception d'Hardisty ou à proximité de celui-ci) et dans la région de Bakken, et allant jusqu'à un ou à plusieurs points de livraison à Montréal et à Québec, au Québec, ou à proximité de ces villes, ~~et (ii) les terminaux pétroliers maritimes connexes à Québec, au Québec, ou à proximité de cette ville.~~

« **service garanti** » désigne le Service sur le réseau de pipelines qui utilise la capacité réservée et affectée aux expéditeurs sous contrat pour le transport prioritaire des volumes mensuels des expéditeurs sous contrat conformément à la règle 7.2(i).

« **Services** » désigne, collectivement, le transport du pétrole, les services de terminaux (y compris l'accumulation de lots) et les services connexes relatifs au réseau de pipelines (y compris le chargement du pétrole dans des navires) fournis par le Transporteur ou pour son compte conformément aux conditions de la présente convention et du tarif.

« **soumission** » (et ses dérivés, en ce qui concerne des volumes de pétrole) a le sens qui lui est attribué dans les règles et règlements.

« **stock d'exploitation** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **stock en conduite** » désigne le volume de pétrole établi par le Transporteur qui doit être livré par l'Expéditeur pour permettre la mise en service et le démarrage du réseau de pipelines de base.

« **tarif** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **taux préférentiel** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements

« **Transporteur** » a le sens attribué à ce terme dans les attendus.

« **volume attribué** » désigne le volume de la capacité du réseau de pipelines attribué à un expéditeur pour un mois donné conformément aux règles et règlements.

« **volume compensatoire** » désigne, à l'égard d'un mois donné, un volume de pétrole équivalant à la différence entre le volume mensuel et le volume réellement soumis aux fins d'expédition au cours du mois en question, calculé conformément au paragraphe 8.1.

« **volume excédentaire** » a le sens attribué à ce terme au paragraphe 6.5.

« **volume mensuel** » a le sens attribué à ce terme dans les règles et règlements.

« **volumes découlant d'un cas de force majeure visant le Transporteur** » a le sens attribué à ce terme à l'alinéa 8.1b).

« **volume sous contrat** » désigne le volume sous contrat précisé par l'Expéditeur à l'annexe A; toutefois, il est entendu que si l'Expéditeur est un expéditeur de volume croissant : (i) le volume sous contrat de l'Expéditeur est réputé le volume sous contrat croissant pour les périodes indiquées tel qu'il est défini dans la définition du terme « volume sous contrat croissant » et (ii) malgré la clause (i), aux fins du calcul de la quote-part du stock en conduite de l'Expéditeur, le volume sous contrat correspond au volume sous contrat précisé par l'Expéditeur à l'annexe A.

ANNEXE A
CHOIX CONTRACTUELS DE L'EXPÉDITEUR
(à remplir par l'Expéditeur)

Le volume sous contrat est fixé à au moins 795 m³/j (5 000 b/j) et augmente par paliers de 795 m³/j (5 000 b/j) à l'égard de tout point de réception contractuel ou point de livraison contractuel.

1. Volume sous contrat principal

POINT DE RÉCEPTION CONTRACTUEL	POINT DE LIVRAISON CONTRACTUEL	DURÉE CONTRACTUELLE	VOLUME SOUS CONTRAT
Hardisty	Montréal	_____ans (10 ou 20 ans)	_____m ³ /j (_____b/j)
Hardisty	Ville de Québec (RJG)	_____ans (10 ou 20 ans)	_____m ³ /j (_____b/j)
Bakken	Montréal	_____ans (5 ou 10 ans)	_____m ³ /j (_____b/j)
Bakken	Ville de Québec (RJG)	_____ans (5 ou 10 ans)	_____m ³ /j (_____b/j)
Hardisty ou Bakken	Montréal	_____ans (7*, 10**, 15 ou 20 ans)	_____m ³ /j (_____b/j)
Hardisty ou Bakken	Ville de Québec (RJG)	_____ans (7*, 10**, 15 ou 20 ans)	_____m ³ /j (_____b/j)

* La durée contractuelle de 7 ans pour « Hardisty ou Bakken » n'est offerte que pour des volumes sous contrat d'au moins 11 130 m³/j (70 000 b/j).

** La durée contractuelle de 10 ans pour « Hardisty ou Bakken » n'est offerte que pour des volumes sous contrat d'au moins 9 540 m³/j (60 000 b/j).

2. Volume sous contrat supplémentaire pour un point de réception Bakken

Si, pour le volume sous contrat principal indiqué ci-dessus, l'Expéditeur a choisi soit (i) un point de réception contractuel « Bakken » et une durée contractuelle de 10 ans, soit (ii) un point de réception contractuel « Hardisty ou Bakken » et une durée contractuelle de 10 ans ou plus, il peut également choisir un volume sous contrat supplémentaire pour une durée contractuelle de 2 ans à partir du point de réception contractuel jusqu'au point de livraison contractuel; toutefois ce volume sous contrat supplémentaire ne doit pas dépasser 75 % du volume sous contrat principal.

Volume sous contrat supplémentaire	_____m ³ /j (_____b/j)
---	--------------------------------------

Point de livraison de la VILLE DE QUÉBEC (R.J.G)		
Point de réception contractuel	Durée (années)	Droits fixes en dollars par mètre cube (baril)
Hardisty	20	24,216 \$ (3,85 \$)
	10	27,361 \$ (4,35 \$)
Hardisty ou Bakken	20	24,845 \$ (3,95 \$)
	15	27,046 \$ (4,30 \$)
	10	28,619 \$ (4,55 \$)
	7	29,562 \$ (4,70 \$)
Bakken	10	30,506 \$ (4,85 \$)
	5	32,078 \$ (5,10 \$)
	2	35,852 \$ (5,70 \$)

2. **Option de points de réception multiples :** Il est entendu que si l'Expéditeur a choisi un point de réception contractuel « Hardisty ou Bakken » à l'annexe A :
- l'Expéditeur paie les mêmes droits fixes et le même engagement de revenu mensuel (applicables au point de réception contractuel « Hardisty ou Bakken »), quel que soit le point de réception utilisé au cours d'un mois;
 - les droits variables continuent d'être payables en fonction des kilomètres-barils à partir du point de réception réel jusqu'au point de livraison réel, comme il est précisé à la partie D ci-dessous.
3. **Rabais sur le volume sous contrat :** Si l'Expéditeur a choisi (i) une durée contractuelle de 20 ans et (ii) un volume sous contrat pour cette durée contractuelle qui respecte les critères suivants, il a droit à un rabais sur les droits fixes comme suit :
- si le volume sous contrat de l'Expéditeur est égal ou supérieur à 15 900 m³/j (100 000 b/j) mais inférieur à 19 080 m³/j (120 000 b/j), le rabais sur les droits fixes s'établit à 0,943 \$ par m³ (0,15 \$ par baril);
 - si le volume sous contrat de l'Expéditeur est égal ou supérieur à 19 080 m³/j (120 000 b/j) mais inférieur à 23 850 m³/j (150 000 b/j), le rabais sur les droits fixes s'établit à 2,201 \$ par m³ (0,35 \$ par baril);
 - si le volume sous contrat de l'Expéditeur est égal ou supérieur à 23 850 m³/j (150 000 b/j), le rabais sur les droits fixes s'établit à 3,145 \$ par m³ (0,50 \$ par baril);

ce rabais étant applicable pendant toute la durée contractuelle; toutefois, si l'Expéditeur cède une partie de la convention de sorte que son volume sous contrat restant devient inférieur à l'un des seuils susmentionnés, le montant du rabais sur les droits fixes et le droit d'obtenir ce rabais sont réduits (ou éliminés) en conséquence.

Oléoduc Énergie Est Ltée

Modification de la Demande du Projet

Énergie Est

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

Modification annexe Vol 1

Modification annexe Vol 1-14

Rapport IHS, Étude de l'offre et des marches pour le projet Énergie Est (Septembre 2015)

IHS

Étude de l'offre et des marchés pour le projet Énergie Est

Septembre 2015
ihs.com



Table des matières

Table des matières	2
Introduction	4
Résumé des conclusions	6
Sommaire des révisions contenues dans le présent rapport	8
Partie 1) Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston	10
Prévisions de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien.....	10
Prévision de l'offre de pétrole du bassin de Williston.....	11
Partie 2) Pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston : marchés existants et capacité d'exportation	13
Ouest canadien : marchés existants et capacité d'exportation.....	13
Points de sortie de pétrole brut existants : quasi-saturation	14
Pipelines en voie de développement dans trois directions	15
Problématique des prix dans l'Ouest canadien	17
Augmentation de la capacité ferroviaire.....	19
Scénarios de capacité pipelinière future	20
Scénario de capacité pipelinière n° 1 : seul le projet Énergie Est est réalisé.....	22
Scénario de capacité pipelinière n° 2 : le projet Keystone XL, l'agrandissement du réseau de Trans Mountain et le projet Northern Gateway sont réalisés	23
Incidences sur les prix nets.....	23
Avantages bruts pour le secteur de la production	25
Incidences des scénarios de capacité pipelinière.....	26
Bassin de Williston	26
Énergie Est : transport du brut du bassin de Williston vers l'est.....	27
Partie 3) Marchés possiblement desservis par Énergie Est	28
Est du Canada.....	28
Accès plus avantageux du point de vue des coûts à l'offre de brut nord-américaine	29
Amélioration des perspectives économiques dans le secteur du raffinage.....	29
Côte est des États-Unis	30
Transfert de l'approvisionnement en pétrole brut	31
Coût de transport du pétrole brut par Énergie Est inférieur au coût de transport par pétrolier ou par rail	31
Côte américaine du golfe du Mexique	32
Perspectives favorables pour le pétrole brut lourd	33
Marchés d'outre-mer	34
Europe.....	35
Inde	36
Annexe A – Termes liés au domaine du pétrole brut utilisés dans le présent rapport	38
Sables bitumineux	38
Types de pétrole brut	38

Annexe B – Offre	39
Prévisions de l'offre dans l'Ouest canadien	39
Annexe C – Marchés existants et capacité d'exportation	40
Pétrole brut de l'Ouest canadien vendu à prix réduit	40
Demande de pétrole brut de l'Ouest canadien	41
Projets pipeliniers proposés à partir de l'Ouest canadien.....	43
Annexe D – Marchés possiblement desservis par Énergie Est	44
Est du Canada.....	46
Le pétrole brut léger livré par Énergie Est est avantageux financièrement pour les raffineries de l'est du Canada.	47
Le pétrole brut lourd livré par Énergie Est est avantageux financièrement pour les raffineries de l'est du Canada.	47
Côte est des États-Unis	48
Côte américaine du golfe du Mexique	50
Europe.....	52
Inde	53
Annexe E – Calcul des avantages bruts pour le secteur de la production (G\$ CA constants de 2014)	56
Annexe F – Curriculum vitae de William J. Sanderson	58
Formation	58
Poste actuel.....	58
Expérience de travail.....	58
Importante expérience en consultation	59
Services d'évaluation du pétrole brut.....	59
Analyse du marché du pétrole	60
Analyse stratégique d'entreprise.....	60
Fusions et acquisitions.....	61
Témoignage d'expert	61

1 Introduction

2 TransCanada élabore actuellement un projet appelé Énergie Est, c'est-à-dire un oléoduc d'une
3 capacité de 1,1 million de barils par jour (Mb/j) qui transporterait du pétrole brut à partir de l'Ouest
4 canadien et du bassin de Williston jusqu'aux raffineries de Montréal, de Québec et de Saint John
5 (Nouveau-Brunswick). En plus de l'oléoduc, le projet comportera un terminal maritime situé à
6 Saint John, au Nouveau-Brunswick. Une fois achevé, le projet Énergie Est procurera aux producteurs
7 de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston un accès efficace par pipeline à des
8 marchés qui ne sont pas actuellement accessibles par ce moyen, et augmentera ainsi les
9 interconnexions et l'étendue du réseau d'oléoducs nord-américain. IHS a été mandatée pour fournir
10 une évaluation indépendante de l'offre de pétrole brut et des marchés que le projet Énergie Est
11 pourrait desservir.

12
13 Outre la présente introduction, le rapport comporte quatre parties et plusieurs annexes.

- 14 • Résumé des conclusions
- 15 • Partie 1 : Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston
- 16 • Partie 2 : Pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston : marchés existants et
17 capacité d'exportation
- 18 • Partie 3 : Marchés possiblement desservis par Énergie Est (est du Canada, côte est des
19 États-Unis, côte américaine du golfe du Mexique et autres marchés d'outre-mer)

20
21 Le texte du rapport principal est suivi des annexes A à F, qui contiennent des renseignements à
22 l'appui du rapport principal.

23
24 Le présent rapport a été achevé en septembre 2015 et est fondé sur les renseignements historiques
25 disponibles à ce moment-là ainsi que sur les prévisions d'IHS et les attentes d'autres parties à ce
26 moment-là. Les prévisions sont de par leur nature incertaines et peuvent être modifiées au gré de
27 l'évolution de la conjoncture du marché.

28
29 Dans le présent rapport, nous employons différents termes liés au domaine du pétrole brut,
30 notamment les « sables bitumineux », les « mélanges bitumineux » et le « pétrole brut synthétique »,
31 ainsi que des termes désignant des types de pétrole (« léger non corrosif », « léger corrosif » et
32 « lourd »). Les définitions de ces termes sont présentées à l'annexe A.

33
34 **À propos d'IHS.** IHS est une société d'information mondiale qui offre un contenu, une compréhension
35 et une expertise approfondis à une clientèle d'entreprises et de gouvernements partout dans le
36 monde. Depuis 2005, IHS est cotée à la New York Stock Exchange. La société, dont le siège social

1 est situé à Englewood (Colorado), comptait en date de septembre 2013 plus de 8 000 employés à
2 l'échelle mondiale.

3

4 IHS Energy Insight Consulting offre une expertise en consultation industrielle et commerciale dans
5 tous les secteurs de la chaîne de valeur énergétique : (amont, intermédiaire, aval et produits
6 chimiques). Les renseignements figurant dans le présent rapport proviennent soit d'IHS soit d'IHS
7 Energy.

8

9 **À propos de William J. Sanderson.** M. Sanderson est vice-président de la division Marchés
10 pétroliers et secteur de l'énergie en aval d'IHS Global Inc. Avant d'entrer au service d'IHS,
11 M. Sanderson était président et chef de la direction de Purvin & Gertz Inc. (« Purvin & Gertz » ou
12 « PGI »). IHS a acquis PGI en novembre 2011. L'adresse professionnelle de M. Sanderson est le
13 600 Travis Street, Suite 2150, Houston (Texas) 77079, États-Unis. Un curriculum vitæ complet est
14 présenté à l'annexe F.

1 Résumé des conclusions

2 La production de pétrole brut a connu une croissance rapide en Amérique du Nord, et cette croissance
3 devrait se poursuivre malgré la chute des prix mondiaux du pétrole brut survenue à la fin de 2014. Les
4 sables bitumineux de l'Ouest canadien étant un important catalyseur de croissance, il est nécessaire
5 de construire de nouvelles infrastructures pour offrir aux producteurs de l'Ouest canadien un accès
6 efficace aux marchés. Des projets pipeliniers sont proposés dans le but d'accroître la capacité de
7 transport de la production de l'Ouest canadien vers l'ouest, le sud et l'est. Le projet Énergie Est a été
8 conçu pour transporter jusqu'à 1 100 000 b/j de pétrole brut produit dans l'Ouest canadien vers des
9 raffineries de l'est du Canada et une installation d'exportation qui livrera ensuite cette production sur la
10 côte est des États-Unis, sur la côte américaine du golfe du Mexique, en Europe, en Inde et dans
11 d'autres destinations. L'oléoduc aura la capacité de transporter vers ces marchés jusqu'à 280 000 b/j
12 de pétrole brut provenant du bassin de Williston. Le projet Énergie Est profiterait aussi bien aux
13 producteurs qu'aux raffineries.

- 15 • **Les avantages pour les producteurs** comprennent un meilleur accès aux marchés
16 existants, un accès à de nouveaux marchés et une hausse des prix nets grâce à l'efficacité
17 supérieure du transport par pipeline.
- 18 • **Les avantages pour les raffineries** comprennent la réduction des coûts de transport du
19 pétrole brut provenant de l'Ouest canadien vers les raffineries de la côte est du Canada et des
20 États-Unis, un meilleur accès au pétrole brut de l'Ouest canadien moyennant des coûts de
21 transport concurrentiels pour les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique et de
22 l'Europe et une diversité accrue de l'offre pour les raffineries de l'Inde.

23
24 La valeur que représente un meilleur accès aux marchés a été clairement démontrée ces dernières
25 années. Les sables bitumineux et les autres types de brut de l'Ouest canadien ont été vendus à des
26 prix largement inférieurs à ceux des produits concurrents en raison du coût élevé du transport
27 ferroviaire par rapport au transport par pipeline. On peut s'attendre à ce que les escomptes persistent
28 tant que la capacité pipelinière demeurera inadéquate. Énergie Est jouerait un rôle vital en offrant une
29 capacité pipelinière suffisante pour réduire, voire éliminer, ces escomptes. Un certain nombre de
30 projets sont actuellement proposés et en sont rendus à différentes étapes du processus d'approbation.
31 Parmi les projets actuellement proposés, Énergie Est est celui qui aurait la plus grande capacité de
32 transport dans l'Ouest canadien; ce projet offrirait un accès efficace à divers marchés, ce qui profiterait
33 à la fois aux producteurs et aux consommateurs de pétrole brut. Sa capacité de livraison aux
34 raffineries de l'est du Canada permettrait de réduire les coûts de transport du pétrole brut canadien, de
35 diversifier davantage l'offre, d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et de réduire les
36 importations d'outre-mer. Pour les producteurs de l'Ouest canadien, Énergie Est accroîtrait l'accès aux

1 marchés et favoriserait leur diversification et leur expansion, en plus de contribuer à faire augmenter
2 les prix nets pour les producteurs en éliminant les escomptes extraordinaires.

3
4 Les prix nets par baril estimés selon des scénarios où une capacité pipelinière adéquate est construite
5 sont environ 20 \$ US¹ plus élevés que les prix nets par baril estimés selon un scénario où aucun des
6 projets proposés n'est réalisé et environ 9 \$ US plus élevés que ceux estimés selon des scénarios où
7 la production prévue doit être transportée par rail.

8
9 La hausse des prix nets engendrée par l'augmentation de la capacité pipelinière profiterait directement
10 aux producteurs de pétrole brut et indirectement à l'ensemble de l'économie canadienne. Si tous les
11 projets pipeliniers actuellement proposés sont réalisés, pour la période de 2021 à 2040 (20 ans
12 d'exploitation d'Énergie Est), la hausse estimative des prix nets dont devrait profiter le secteur de la
13 production pourrait s'établir à 663 G\$ CA (590 G\$ US) (en dollars constants de 2014) en chiffres bruts.
14 La part de cette hausse attribuable au projet Énergie Est se situerait dans une fourchette de
15 161 G\$ CA à 217 G\$ CA (de 142 G\$ US à 193 G\$ US). Si seul le Projet Énergie Est est construit, la
16 hausse des prix nets de 204 G\$ CA (183 G\$ US) serait entièrement attribuable à Énergie Est. La perte
17 de revenu découlant des escomptes sur le pétrole brut de l'Ouest canadien ne touche pas seulement
18 les producteurs; elle touche également des gouvernements. Si le brut de l'Ouest canadien ne se
19 vendait pas à prix réduit, les redevances et les taxes et impôts seraient plus élevées.

20
21 Compte tenu des incertitudes entourant les échéanciers de réalisation des projets pipeliniers
22 d'envergure, IHS conclut qu'Énergie Est constitue un élément très important dans les efforts de
23 l'industrie du transport pour offrir un accès sécuritaire et diversifié aux marchés et des modes de
24 livraison efficaces pour les producteurs et les consommateurs de pétrole brut de l'Ouest canadien.

¹ Dans le présent rapport, les prix du pétrole brut et les montants connexes sont exprimés en dollars américains. Les avantages pour le secteur canadien de la production sont exprimés en dollars américains et en dollars canadiens.

Sommaire des révisions contenues dans le présent rapport

Même si le présent rapport devrait être considéré comme un document complet et indépendant, il devrait également être considéré comme une mise à jour du rapport IHS qui a été réalisé initialement en septembre 2014 et qui abordait les mêmes sujets. La structure, l'information couverte, l'approche analytique et les conclusions du présent rapport sont très semblables à celles contenues dans le rapport précédent. Voici un bref résumé des principales modifications :

- **Modifications au projet Énergie Est**

- Depuis septembre 2014, TransCanada a modifié quelque peu la configuration du projet Énergie Est. Fait plus important, le projet de terminal maritime de Cacouna (Québec) a été retiré de la présente demande. Cette modification se reflète comme il se doit dans la description du projet contenue dans le présent rapport. Toutefois, étant donné que l'examen de la logistique de livraison dans le présent rapport demeure axé sur les chargements à partir du terminal proposé de Saint John, comme c'était le cas dans le rapport précédent, la modification n'a pas d'incidence sur l'analyse et les conclusions du rapport.

- **Modifications à l'environnement concurrentiel**

- Depuis la publication du rapport précédent, le prix du pétrole brut sur les marchés nord-américain et mondial a considérablement régressé. Au moment de la rédaction du présent rapport, les prix du pétrole brut avaient chuté de 50 % ou plus par rapport aux sommets atteints en 2014. IHS s'attend maintenant à ce que les prix du pétrole brut demeurent à ces niveaux inférieurs pendant les deux prochaines années, mais retournent à des niveaux supérieurs d'ici 2020 à mesure que la croissance de la production ralentira et que la demande accélérera. Pour la période allant de 2020 à 2040, les prix du pétrole brut projetés utilisés dans le présent rapport sont d'environ 10 % inférieurs aux prévisions contenues dans le rapport précédent.
- La forte baisse des prix du pétrole brut a mené à une réduction marquée des prévisions à court terme pour la production de pétrole brut aux États-Unis et au Canada. Toutefois, la faiblesse des prix entraîne également une diminution des frais d'exploration et de développement, ce qui atténue dans une certaine mesure l'incidence sur les paramètres économiques de la production. Ainsi, IHS s'attend maintenant à ce que la production recommence à croître à partir de 2017. Les projections d'IHS relatives à la production canadienne de pétrole brut entre 2020 et 2030 sont inférieures en moyenne de 500 000 b/j environ à celles contenues dans le rapport précédent. La prévision de l'ACPP révisée dont il est question dans le présent rapport a été réduite de 900 000 b/j en moyenne entre 2020 et 2030 par rapport à la prévision de l'ACPP précédente. Les prévisions relatives à la production mises à jour ont été utilisées dans le présent rapport.

- 1 ○ La relation entre le dollar canadien et le dollar américain s'est également
2 considérablement modifiée depuis le rapport précédent. Alors qu'il était auparavant
3 presque à parité avec le dollar américain, le dollar canadien a baissé sous les 80 % du
4 cours actuel du dollar américain. Au lieu d'un taux de change à parité, IHS s'attend
5 désormais à ce que la valeur à long terme du dollar canadien corresponde en moyenne à
6 plus ou moins 90 % de la valeur du dollar américain. Les projections d'IHS sont utilisées
7 dans le présent rapport.
- 8 ○ Bien qu'aucun des principaux projets d'expansion de pipelines considérés dans le
9 rapport précédent n'ait été annulé, les dates prévues de mise en service ont été
10 reportées et d'autres modifications aux réseaux ont été apportées. Dans le présent
11 rapport, IHS a réévalué la capacité pipelinière, existante et proposée, disponible pour le
12 transport du pétrole brut de l'Ouest canadien vers les marchés et a utilisé les attentes
13 révisées pour analyser l'équilibre prévu entre capacité et production.
- 14 • **Mises à jour des méthodologies et des renseignements inclus**
- 15 ○ Les renseignements sur le marché ont été mis à jour dans l'ensemble du présent rapport,
16 y compris les données tabulaires, les graphiques et les renseignements contenus dans le
17 texte. Par exemple, les capacités des raffineries sont présentées pour 2015 plutôt que
18 pour 2014, et les estimations de l'offre de pétrole brut sont fournies pour 2014 plutôt que
19 pour les années antérieures.
- 20 ○ Le calcul des avantages au chapitre des revenus pour le secteur de la production a été
21 révisé afin d'intégrer les prévisions mises à jour de la production, les prévisions mises à
22 jour des prix, les prévisions mises à jour de la capacité pipelinière et le calendrier mis à
23 jour de l'achèvement d'Énergie Est. Les avantages au chapitre des revenus sont
24 maintenant exprimés en dollars canadiens et en dollars américains en fonction de la
25 prévision d'IHS relative aux taux de change. Malgré tout, les estimations des avantages
26 globaux et des avantages attribuables à Énergie Est sont d'une magnitude similaire à
27 celle des estimations contenues dans le rapport précédent.
- 28 • **Modifications des conclusions**
- 29 ○ Malgré les nombreuses modifications numériques apportées à l'analyse contenue dans
30 le présent rapport, la conclusion de base demeure la même : Énergie Est constitue un
31 élément très important dans les efforts de l'industrie du transport pour offrir un accès
32 sécuritaire et diversifié aux marchés et des modes de livraison efficaces pour les
33 producteurs et les consommateurs de pétrole brut de l'Ouest canadien.
- 34

Partie 1) Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston

La production de pétrole connaît un regain important en Amérique du Nord sous l'effet des activités de mise en valeur de pétrole léger non corrosif de réservoirs étanches et de pétrole lourd de sables bitumineux. Depuis 2010, la production provenant des deux sources combinées a augmenté de 4,3 Mb/j (2010 à 2014)². Le rythme de croissance a été ralenti par la chute récente des prix mondiaux du pétrole brut étant donné que les sociétés ont réduit leurs dépenses en immobilisations et leur activité de développement. Toutefois, l'activité devrait reprendre à mesure que le secteur s'ajuste aux niveaux inférieurs des prix. D'ici à la fin de la décennie (2020), la production de pétrole de réservoirs étanches et de sables bitumineux devrait croître encore de 3,7 Mb/j³. Misant sur ces tendances, le projet Énergie Est vise à transporter des produits de sables bitumineux (ainsi que d'autres types de pétrole de l'Ouest canadien) et du pétrole de réservoirs étanches du bassin de Williston vers de nouvelles destinations en Amérique du Nord et outre-mer. Le point de départ du projet Énergie Est sera l'Ouest canadien, plus précisément le terminal d'Hardisty, en Alberta. Le pipeline recevra également du pétrole brut à partir d'un terminal situé en Saskatchewan.

La présente partie du rapport décrit les prévisions de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston.

Prévisions de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien

Afin d'aider à quantifier la croissance de l'offre dans l'Ouest canadien au cours des 20 prochaines années, nous avons présenté deux prévisions, soit celle d'IHS et celle de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'« ACPP ») (voir la figure 1)⁴.

Prévision de l'offre d'IHS (T2 2015). Nous nous attendons à ce que l'offre dans l'Ouest canadien, qui était de 3,7 Mb/j en 2014, augmente pour s'établir à 5,9 Mb/j en 2030. La croissance future de l'offre sera principalement attribuable aux sables bitumineux et proviendra en majeure partie de types de pétrole brut lourd appelés « mélanges bitumineux ». En raison des faibles perspectives économiques dans le secteur de la valorisation, nous prévoyons une croissance faible ou nulle de l'offre de pétrole brut synthétique (voir l'annexe B pour de plus amples renseignements). Si l'on tient compte à la fois de

² La production de pétrole de réservoirs étanches en Amérique du Nord a augmenté de 3,4 Mb/j (2010 à 2014); la production de pétrole brut synthétique et de bitume dilué extraits de sables bitumineux a augmenté de 872 000 b/j (2010 à 2014).

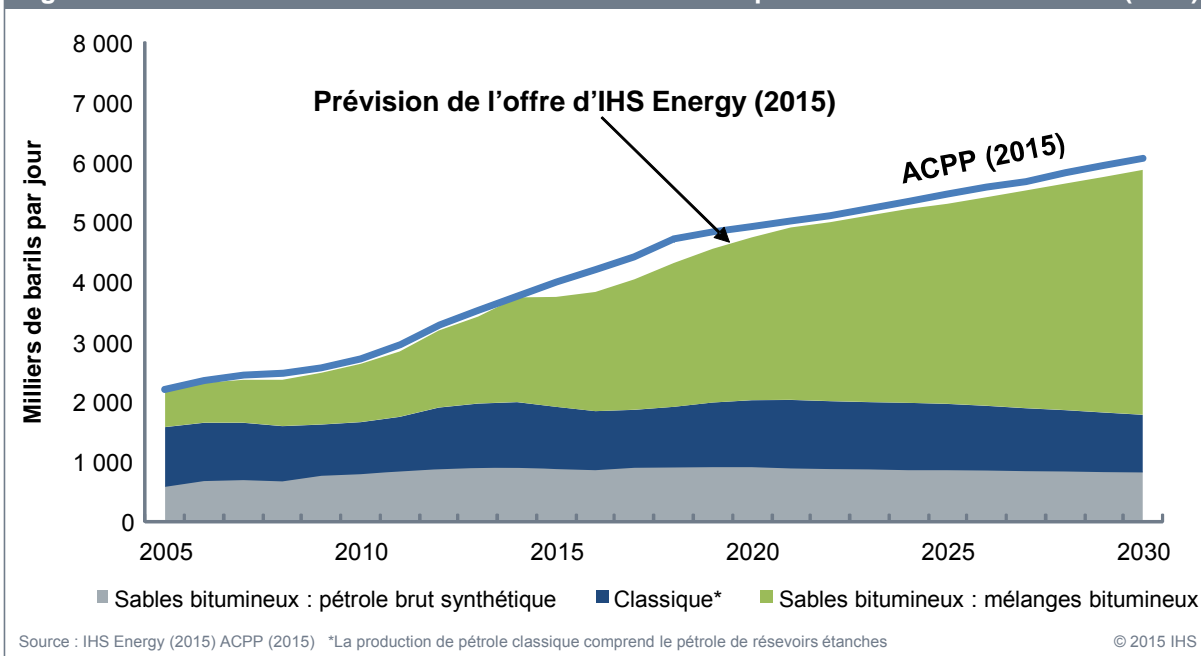
³ Selon la prévision d'IHS, la production de pétrole brut synthétique et de bitume dilué extraits de sables bitumineux devrait passer de 2,6 Mb/j (2014) à 3,5 Mb/j (2020). La production de pétrole de réservoirs étanches devrait croître encore de 2,7 Mb/j (2014 à 2020).

⁴ Toutes les valeurs indiquées dans la présente partie se rapportent à l'offre « mise en marché ». Dans le cas du bitume extrait de sables bitumineux et des autres types de pétrole lourd classique, cela signifie que les diluants requis pour expédier le pétrole brut sont inclus dans les valeurs indiquées. Pour de plus amples renseignements sur les mélanges de bitume, voir l'annexe A.

1 la croissance de la production de pétrole de réservoirs étanches et des baisses prévues de la
 2 production conventionnelle, on peut s'attendre à ce que l'offre globale de pétrole brut léger demeure à
 3 peu près stable entre 2014 et 2030. La production de pétrole de réservoirs étanches devrait
 4 augmenter au Canada, mais pas autant qu'aux États-Unis. Cependant, la mise en valeur de pétrole de
 5 réservoirs étanches au Canada en est encore à ses premiers stades, et il est possible que la
 6 production de pétrole de réservoirs étanches dépasse notre prévision.

7
 8 **Prévision de l'offre de l'ACPP (2015).** Selon la prévision de l'ACPP pour 2015, qui a été publiée en
 9 juin 2015, l'offre dans l'Ouest canadien devrait atteindre 6,1 Mb/j d'ici 2030 (soit environ 0,2 Mb/j de
 10 plus que la prévision d'IHS). À l'instar d'IHS, l'ACPP prévoit principalement une faible croissance de
 11 l'offre de mélanges bitumineux et de pétrole brut synthétique. L'offre totale de pétrole brut léger
 12 classique (y compris le pétrole brut léger, le pétrole brut moyen et le pétrole brut de réservoirs
 13 étanches) devrait diminuer de 0,1 Mb/j entre 2014 et 2030. La différence la plus importante entre les
 14 deux prévisions de la production survient entre 2015 et 2020. Selon la prévision d'IHS, l'effrètement
 15 des prix résultera en une faible croissance de la production en 2015-2016 avec reprise de la
 16 croissance entre 2017 et 2020. Selon la prévision de l'ACPP, la croissance de la production
 17 demeurera constante à court terme puis ralentira à compter de 2019.

18 **Figure 1 : Prévision de l'offre dans l'Ouest canadien : Comparaison entre IHS et l'ACPP (2015)**



19
 20 **Prévision de l'offre de pétrole du bassin de Williston**

21 Le bassin de Williston est une région productrice de pétrole qui couvre des parties de la
 22 Saskatchewan, du Manitoba, du Montana, du Dakota du Nord et du Dakota du Sud. La croissance de
 23 l'offre dans le bassin de Williston proviendra surtout du pétrole de réserves étanches. Le pétrole de

1 réservoirs étanches est extrait de diverses formations peu perméables et peu poreuses, dont les
2 schistes, les sables compacts et les carbonates compacts. L'exploitation des gisements de pétrole de
3 réservoirs étanches était autrefois considérée comme trop coûteuse pour être rentable, mais ces
4 gisements sont aujourd'hui exploités au moyen de techniques de forage horizontal et de complétion
5 perfectionnées. De 2010 à 2014, la production de pétrole de réservoirs étanches en Amérique du Nord
6 a augmenté de 3,2 Mb/j, et la production du bassin de Williston représente environ le quart de cette
7 augmentation.

8

9 De 2014 à la fin de la présente décennie (2020), nous nous attendons à ce que la production totale de
10 pétrole de réservoirs étanches en Amérique du Nord augmente encore de 2,7 Mb/j. Dans la région du
11 bassin de Williston précisément, IHS prévoit que la production de pétrole brut atteindra un sommet de
12 plus de 2,2 Mb/j vers 2030.

Partie 2) Pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston : marchés existants et capacité d'exportation

La présente partie du rapport porte sur les marchés existants pour le pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston. Elle explique les éléments moteurs de ces nouveaux marchés de même que la capacité d'exportation (actuelle et future) de chaque région.

Dans les parties 2 et 3 du présent rapport, nous faisons renvoi aux marchés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston. Les limites géographiques de chaque région sont indiquées ci-après (voir également la figure 2 pour une carte montrant les frontières régionales) :

- **Ouest canadien** – La Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba.
- **Ontario**
- **Est du Canada** – Le Québec et toutes les provinces du Canada atlantique (le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador).
- **Côte est des États-Unis** – Tous les États américains de la côte est, du Maine à la Floride (PADD I)
- **Côte américaine du golfe du Mexique** – Le Nouveau-Mexique, le Texas, la Louisiane, le Mississippi, l'Alabama et l'Arkansas (PADD III)
- **Côte ouest des États-Unis** – Tous les États américains de la côte ouest, ainsi que l'Arizona et le Nevada (PADD V)
- **Rocheuses américaines** – Les cinq États américains dans lesquels se situent les montagnes Rocheuses, soit le Montana, l'Idaho, le Wyoming, l'Utah et le Colorado (PADD IV)
- **Midwest américain** – Région couvrant une grande partie de l'intérieur des États-Unis. La limite nord de la région part du Dakota du Nord et traverse tous les États en bordure des Grands Lacs. La limite sud de la région comprend l'Oklahoma, le Missouri et le Tennessee. (PADD II)

Ouest canadien : marchés existants et capacité d'exportation

Nouvelle demande sur le marché local

Les raffineries de l'Ouest canadien utilisent presque exclusivement du pétrole brut produit dans la région. L'Ouest canadien compte huit raffineries qui ont une capacité de distillation de brut totale de 679 000 b/j. En 2014, la quantité totale de brut traitée dans l'Ouest canadien s'établissait en moyenne à 556 000 b/j, ce qui comprenait un faible volume de pétrole léger importé des États-Unis. Environ le tiers de la demande visait du pétrole brut lourd (classique et extrait de sables bitumineux), et le reste, du pétrole brut léger (voir l'annexe C pour de plus amples renseignements). North West Redwater Partnership construit actuellement une nouvelle raffinerie dans le comté de Sturgeon, en Alberta. L'installation prévoit produire du diésel ainsi que des diluants destinés à être mélangés à du bitume

1 extrait de sables bitumineux. Le démarrage de la phase 1 est prévu pour septembre 2017. La mise en
 2 service de cette installation devrait accroître la consommation de bitume de l'Ouest canadien de
 3 50 000 b/j.

4 **Points de sortie de pétrole brut existants : quasi-saturation**

5 L'Ouest canadien a actuellement un nombre limité de points de sortie pour les livraisons extérieures
 6 de pétrole brut. Aujourd'hui, outre satisfaire à la demande dans l'Ouest canadien (notamment en
 7 Colombie-Britannique), le pétrole brut de la région est consommé principalement sur les marchés qui
 8 sont reliés par pipeline, à savoir l'Ontario, le Midwest américain, les Rocheuses américaines et la
 9 région du Nord-Ouest du Pacifique des États-Unis. En raison des infrastructures limitées pour le
 10 transport du pétrole brut vers d'autres endroits, des volumes relativement faibles de pétrole brut de
 11 l'Ouest canadien ont jusqu'ici été consommés dans d'autres régions comme la côte américaine du
 12 golfe du Mexique, la côte est des États-Unis et les marchés d'outre-mer. La consommation de brut
 13 dans chaque région se répartit comme suit (voir également le tableau 1) :

- 14 • **Canada (25 %).** En 2014, IHS estime que 57 % des 945 000 b/j de brut de l'Ouest canadien qui
 15 ont été consommés au Canada sont restés dans l'Ouest canadien. Le reste a été consommé
 16 principalement en Ontario, et de faibles quantités seulement se sont rendues dans l'est du
 17 Canada en raison des infrastructures limitées.
- 18 • **États-Unis (73 %).** En 2014, un pourcentage estimatif de 79 % du brut de l'Ouest canadien
 19 envoyé aux États-Unis a été consommé dans les régions du Midwest et des Rocheuses. La côte
 20 du golfe, la côte est et la côte ouest en ont consommé des quantités inférieures en raison des
 21 infrastructures limitées.
- 22 • **Marchés d'outre-mer (2 %).** En 2014, il a été estimé qu'environ 2 % seulement du brut de l'Ouest
 23 canadien avait été exporté ailleurs qu'aux États-Unis en raison des infrastructures limitées.

Tableau 1 : Répartition de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien par marché (2014)

	Consommation du brut (milliers de b/j)	Pourcentage
Ouest canadien (y compris la Colombie-Britannique)	543	15 %
Ontario et est du Canada	402	11 %
Marchés d'outre-mer	80	2 %
Midwest américain	1 878	50 %
Rocheuses américaines	253	7 %
Côte américaine du golfe du Mexique	255	7 %
Côte ouest des États-Unis	211	6 %
Côte est des États-Unis	107	3 %
Total de l'offre provenant de l'Ouest canadien	3 730	100 %

24 *Source : Estimation d'IHS d'après des données de l'ONÉ, de l'EIA et de Statistique Canada*

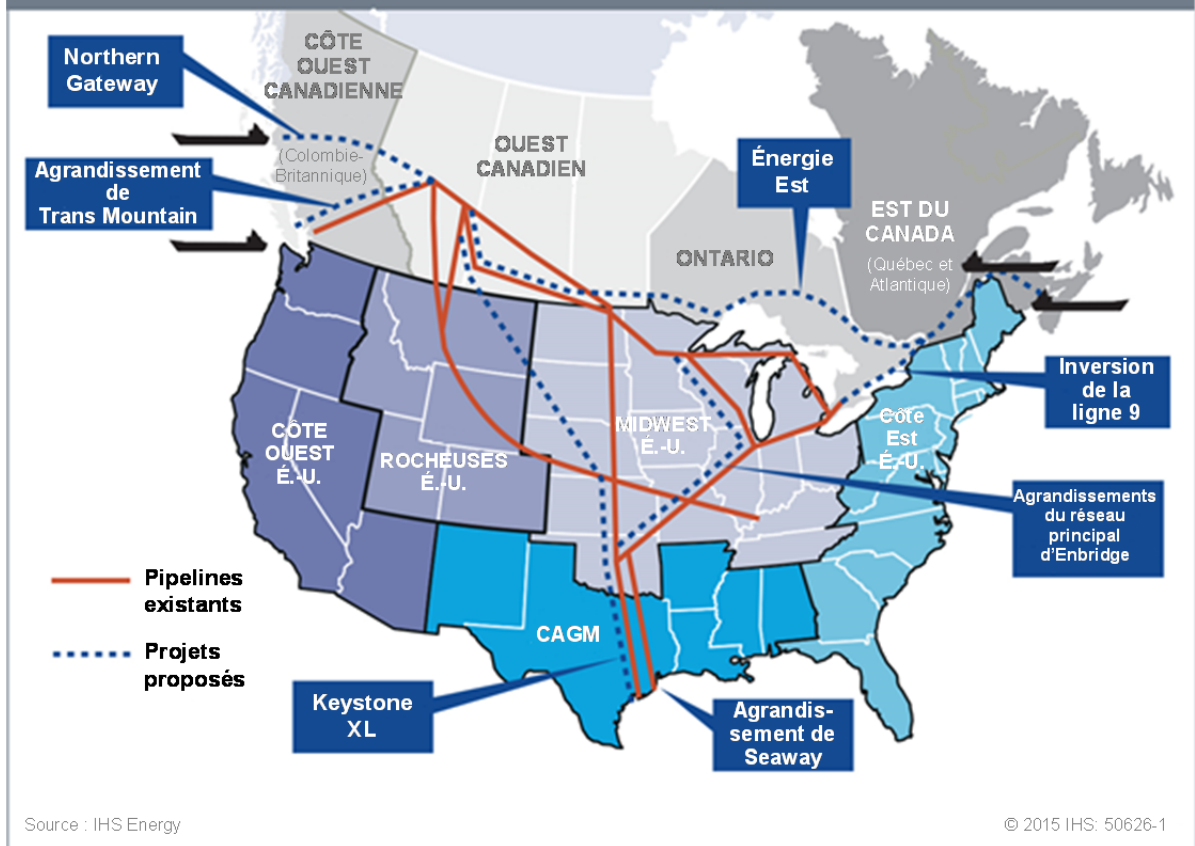
Pipelines en voie de développement dans trois directions

En réponse au besoin grandissant de capacité pipelinière et de diversification du marché, de nouveaux pipelines d'une capacité de plus de 3 Mb/j sont en voie de développement. Si tous les projets décrits ci-dessous sont construits, les nouveaux pipelines pourront transporter l'offre croissante de pétrole de l'Ouest canadien dans trois directions (voir la figure 2 pour les tracés des pipelines et les définitions des marchés) :

- **Ouest (Northern Gateway et agrandissement du réseau de Trans Mountain).** Les deux projets prévoient transporter du pétrole brut de l'Alberta à la côte ouest du Canada par pipeline. Une fois sur la côte ouest du Canada, le pétrole brut aura accès aux marchés du raffinage de la côte ouest des États-Unis et de l'Asie.
- **Est (Énergie Est et inversion de la ligne 9).** Les deux projets prévoient transporter du pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston à l'est du Canada. À elle seule, l'inversion de la ligne 9 n'ajoute pas de nouvelle capacité d'exportation à partir de l'Ouest canadien, mais elle prolonge la portée du réseau principal d'Enbridge en lui permettant de transporter jusqu'à 300 000 b/j de brut jusqu'en Ontario et à Montréal. En comparaison de l'inversion de la ligne 9, Énergie Est offre une capacité presque quatre fois plus grande. Énergie Est pourrait livrer du pétrole brut à Montréal, à Québec et à Saint John. À Saint John, le pétrole brut pourrait également être chargé dans des pétroliers pour être transporté vers la côte est des États-Unis, la côte américaine du golfe du Mexique et les marchés d'outre-mer.
- **Sud (agrandissement du réseau principal et du pipeline Seaway d'Enbridge et Keystone XL).** Les deux projets prévoient transporter du pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston à la côte américaine du golfe du Mexique. Grâce à l'agrandissement du réseau d'Enbridge, le pétrole brut pourrait être livré à Cushing, en Oklahoma, avant d'être acheminé par le pipeline Seaway vers la côte américaine du golfe du Mexique. Keystone XL prévoit livrer du pétrole brut directement sur la côte américaine du golfe du Mexique.

La construction de nouvelles capacités pipelinières procure non seulement un meilleur accès pour les clients qui sont actuellement en mesure de traiter des produits de sables bitumineux et du pétrole brut du bassin de Williston, mais peut également assurer un approvisionnement pour les projets d'expansion de raffineries futurs. Par exemple, d'ici la fin de la prochaine décennie, IHS s'attend à ce que la capacité de raffinage collective de la Chine et de l'Inde augmente de plus de 50 %. La production de l'Ouest canadien pourrait combler une partie de la demande créée par la croissance attendue dans ces pays. La diversité des sources d'approvisionnement éventuellement offertes par les multiples projets augmente également la sécurité d'approvisionnement future pour les raffineries qui évaluent des possibilités d'investissement.

Figure 2 : Ouest canadien : Pipelines et marchés d'exportation proposés



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19

L'offre de l'Ouest canadien devrait croître de près de 60 % d'ici la fin de la prochaine décennie, d'où la nécessité d'élargir les marchés. De plus, la croissance rapide de la production de pétrole de réservoirs étanches observée récemment aux États-Unis rend encore plus pressante la construction de pipelines donnant accès à de nouveaux marchés pour le pétrole brut lourd et léger de l'Ouest canadien.

- **Pétrole brut lourd** : L'offre de mélanges bitumineux de l'Ouest canadien devrait croître d'environ 150 000 b/j chaque année, en moyenne, jusqu'en 2030. Les raffineries de pointe qui disposent d'unités de cokéfaction sont appelées à traiter des volumes croissants de mélanges bitumineux, car les unités de cokéfaction permettent aux raffineries de convertir la partie la plus lourde du pétrole brut en carburants de transport. Comme les installations de cokéfaction sur les marchés conventionnels atteindront bientôt les limites de leur capacité de traitement de pétrole brut lourd canadien, il reste deux solutions pour faire face à la demande croissante :
 - **L'ajout de capacité de cokéfaction dans les raffineries sur les marchés conventionnels.** Au cours des dernières années, trois raffineries du Midwest, à savoir WRB Refining Wood River, Marathon Detroit et BP Whiting, ont construit des unités de cokéfaction pour augmenter leur capacité de traitement du pétrole brut lourd canadien. Toutefois, ces décisions d'investissement ont été prises avant que le secteur prenne la pleine mesure du potentiel de production de pétrole de réservoirs étanches. Puisque la production de pétrole

1 de réservoirs étanches est en hausse, il est maintenant moins intéressant d'investir dans des
2 projets de conversion de pétrole lourd dans le Midwest. De plus, même s'ils augmentaient
3 leur capacité de cokéfaction, les marchés existants ne pourraient pas suivre le rythme de la
4 croissance rapide de l'offre de mélanges bitumineux. Par exemple, dans le Midwest
5 américain, la capacité de raffinage qui ne comprend pas actuellement une capacité de
6 cokéfaction représente seulement environ 1 Mb/j⁵. Même si des unités de cokéfaction étaient
7 ajoutées à toute cette capacité de raffinage dans le Midwest et si la capacité des unités de
8 cokéfaction existantes était augmentée de 25 %, un tel ajout et une telle augmentation
9 répondraient uniquement à la croissance prévue de la production tirée des sables bitumineux
10 jusqu'en 2020.

11 ○ **Construction d'infrastructure pour accéder aux nouveaux marchés du pétrole brut.**
12 Compte tenu des options limitées pour l'ajout de capacité de cokéfaction dans les raffineries
13 sur les marchés conventionnels, il est nécessaire de construire des infrastructures pour relier
14 l'Ouest canadien aux nouveaux marchés du raffinage.

15 ● **Pétrole brut léger non corrosif** : En raison de la croissance de la production de pétrole de
16 réservoirs étanches aux États-Unis, le marché pour le pétrole brut léger non corrosif de l'Ouest
17 canadien aux États-Unis se rétrécit. En fait, nous prévoyons que la production de pétrole de
18 réservoirs étanches aux États-Unis finira par augmenter suffisamment pour remplacer la majeure
19 partie des importations de pétrole brut léger non corrosif canadien dans les Rocheuses
20 américaines et le Midwest américain. Cette situation, conjuguée aux récentes conversions de
21 raffineries de pétrole brut léger non corrosif dans le Midwest au traitement de pétrole lourd
22 (comme il est mentionné ci-dessus), contribue à faire baisser la demande.

23 Étant donné que les points de sortie existants pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, à savoir
24 l'Ontario, le Midwest américain et les Rocheuses américaines, ne sont pas desservis par le projet
25 Énergie Est et présentent des perspectives limitées de croissance de la demande, ils ne sont pas
26 analysés plus en détail dans le présent rapport.

27 ***Problématique des prix dans l'Ouest canadien***

28 En raison des infrastructures de transport limitées et des longues distances à parcourir pour parvenir
29 aux marchés, le pétrole brut de l'Ouest canadien est souvent vendu à des prix inférieurs à ceux du
30 pétrole brut provenant d'autres régions. Lorsque l'offre dépasse la demande des raffineries, les
31 surplus doivent être transportés sur de grandes distances par des modes de transport coûteux
32 (comme le train) pour atteindre les marchés, ce qui entraîne des réductions de prix pour l'ensemble de
33 la production.

34

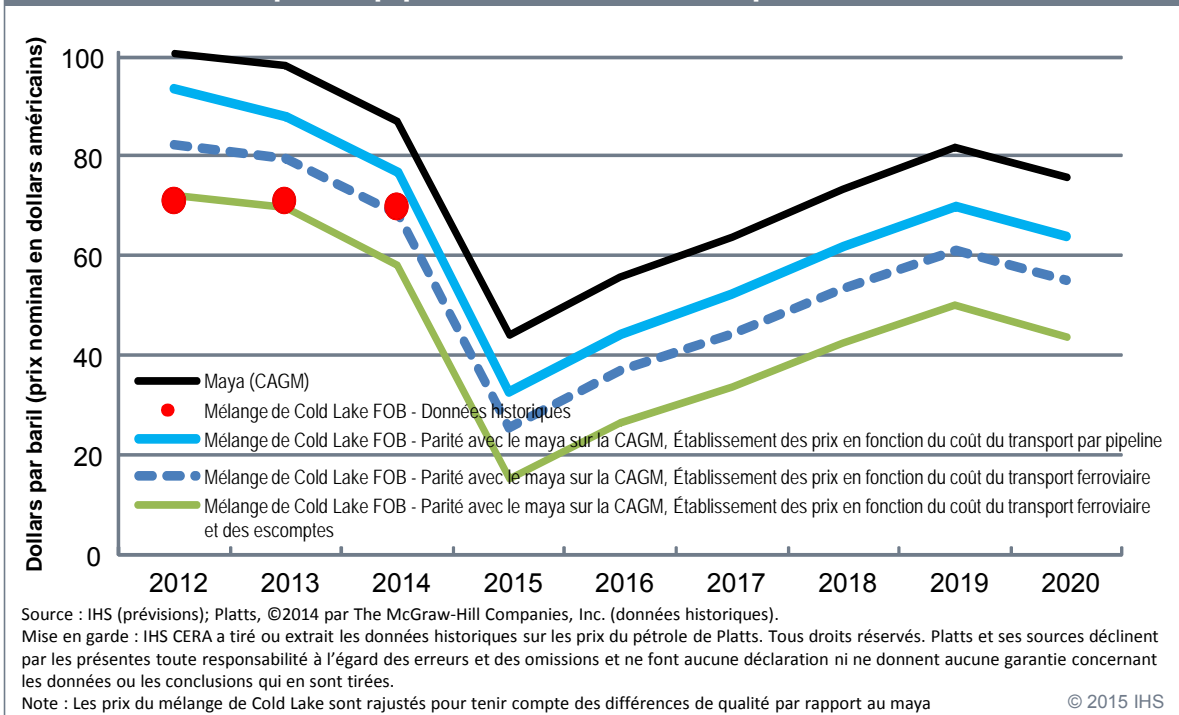
⁵ Selon les estimations d'IHS et des données publiées dans l'Oil & Gas Journal (2015), la capacité de raffinage du Midwest qui ne comprend pas déjà une capacité de cokéfaction représente seulement 1 Mb/j.

1 Jusqu'à cette année, la croissance de l'offre de sables bitumineux et de pétrole de réservoirs étanches
2 avait dépassé la demande sur les marchés conventionnels, ce qui a engendré une offre excédentaire
3 et donc une réduction des prix (voir la figure 3). Par exemple, en 2013, compte tenu des rajustements
4 de prix en fonction des coûts de transport entre l'Ouest canadien et la côte américaine du golfe du
5 Mexique et des différences de qualité, le pétrole brut maya du Mexique s'est vendu environ
6 17,50 \$ US de plus par baril que le pétrole brut semblable de l'Ouest canadien sur la côte américaine
7 du golfe du Mexique. Les réductions de prix ne se sont pas limitées au pétrole brut lourd : tous les
8 types de pétrole brut de l'Ouest canadien ont été vendus à prix réduit. En 2013, si l'offre de l'Ouest
9 canadien avait eu accès aux marchés grâce à des moyens de transport plus efficaces, nous estimons
10 que les revenus tirés du pétrole brut auraient été de 14 G\$ US à 19 G\$ US plus élevés (voir
11 l'annexe C). Pour 2014, l'incidence totale est estimée entre 3 G\$ US et 9 G\$ US (voir l'annexe C).

12
13 La baisse marquée des prix mondiaux du pétrole brut à la fin de 2014 a comprimé les différentiels
14 d'emplacement, de qualité et de marché pour le pétrole brut. L'effritement des prix a également réduit
15 le rythme auquel croît la production et atténué le surplus de la production du brut par rapport à la
16 capacité pipelinière, aidé par les récentes expansions de la capacité pipelinière. Par conséquent, les
17 prix du brut de l'Ouest canadien devraient subir une baisse minimale en 2015 une fois pris en compte
18 les différentiels de qualité et d'emplacement. Toutefois, à mesure que la production de l'Ouest
19 canadien augmentera, comme il est envisagé dans les prévisions de la production d'IHS et de l'ACPP,
20 le volume des nouvelles offres entraînera un retour aux escomptes de prix à moins que la capacité
21 pipelinière ne prenne de l'expansion en parallèle. Si les projets de pipeline prévus à l'heure actuelle
22 sont réalisés selon les échéanciers actuellement prévus, les escomptes extraordinaires seront
23 éliminés. En revanche, si on ne construit pas une capacité pipelinière suffisante et que la capacité de
24 transport du brut de l'Ouest canadien vers les marchés demeure inadéquate, les escomptes
25 extraordinaires persisteront. La capacité de transport ferroviaire semble suffisante en 2015 et pourrait
26 bien le demeurer, même si on ne construit pas une capacité pipelinière suffisante. Cependant, dans ce
27 cas, le pétrole brut de l'Ouest canadien continuerait de se vendre à des prix considérablement réduits
28 en raison des coûts élevés du transport ferroviaire par rapport au transport par pipeline.

29
30 La production de l'Ouest canadien devrait croître de façon constante, et les besoins en matière de
31 capacité pipelinière augmenteront parallèlement. Afin de maintenir une capacité adéquate et d'éviter le
32 retour des escomptes extraordinaires, il faut continuer de mettre en service des projets d'expansion de
33 la capacité pipelinière comme le projet Énergie Est au cours des années à venir. La figure 3 présente
34 des prévisions de prix selon trois scénarios différents, soit un scénario où la capacité pipelinière est
35 adéquate, un scénario où la capacité pipelinière est inadéquate et la capacité ferroviaire est suffisante,
36 et un scénario où la capacité pipelinière est inadéquate et la capacité ferroviaire est insuffisante et où
37 les escomptes extraordinaires sont maintenus aux mêmes niveaux que ceux qui avaient cours ces
38 dernières années.

Figure 3 : Minimisation des escomptes sur le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien si la capacité pipelinière demeure adéquate



2

3

4 La perte de revenu découlant des escomptes sur le pétrole brut de l'Ouest canadien ne touche pas
 5 seulement les producteurs; elle touche également des gouvernements. Si le brut de l'Ouest canadien
 6 ne se vendait pas à prix réduit, les redevances et les taxes seraient plus élevées.

7

8 Compte tenu de la problématique des prix, il serait avantageux sur le plan financier que le pétrole brut
 9 de l'Ouest canadien accède à de nouveaux marchés, en particulier des marchés qui reflètent les prix
 10 du brut mondiaux plutôt que les prix réduits. Cette problématique met aussi en évidence les risques
 11 découlant du manque de diversité des marchés et la nécessité d'élargir les options.

12

13 **Augmentation de la capacité ferroviaire**

14 L'insuffisance de la capacité d'exportation par pipeline a forcé les producteurs de l'Ouest canadien à
 15 utiliser le transport ferroviaire pour acheminer leur production sur les marchés. Selon nos estimations,
 16 les volumes de brut de l'Ouest canadien transportés par rail sont passés de près de zéro au début
 17 de 2012 à une moyenne de 180 000 b/j en 2014 et à plus de 200 000 b/j pour certains mois⁶. Nous

⁶ Source : Crude Oil Logistics Committee

1 nous attendons à ce que les volumes transportés par rail continuent d'augmenter à moins qu'une
2 nouvelle capacité pipelinière suffisante soit construite et que la capacité dépasse l'offre. À ce
3 moment-là, la plupart des expéditions ferroviaires ne seraient plus nécessaires, bien qu'une certaine
4 partie de la production continuerait d'être transportée par rail, étant donné que ce mode de transport
5 permet d'acheminer du pétrole brut aux raffineries qui n'ont pas accès à un approvisionnement par
6 pipeline. Les infrastructures ferroviaires en place deviendraient alors sous-utilisées, mais cela ne
7 signifie pas nécessairement que ces infrastructures n'auraient pas généré le rendement attendu du
8 capital investi, car les projets ferroviaires ont habituellement un horizon d'investissement plus court
9 que les projets pipeliniers.

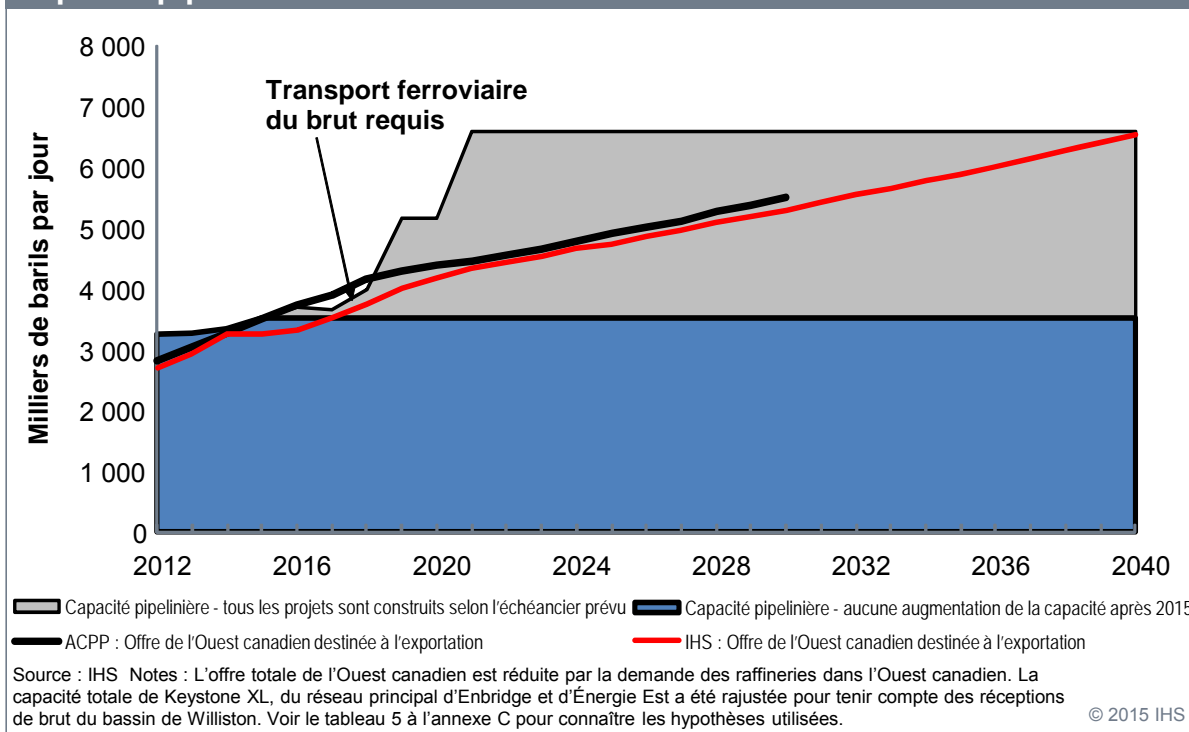
10
11 L'émergence du transport ferroviaire dans l'Ouest canadien a joué un rôle important au plan de l'offre.
12 Sans elle, tout porte à croire que la croissance de la production aurait été freinée. Cependant,
13 l'utilisation du transport ferroviaire pénalise les producteurs sur le plan financier. Le coût du transport
14 du pétrole brut est beaucoup plus élevé par rail que par pipeline. Pour cette raison, comme les
15 producteurs de l'Ouest canadien doivent avoir recours au transport ferroviaire, le pétrole brut de la
16 région se vend à un prix net inférieur à celui auquel il se vendrait si une capacité pipelinière suffisante
17 était en place.

18 19 ***Scénarios de capacité pipelinière future***

20 Dans l'hypothèse où tous les projets pipeliniers proposés sont construits selon les échéanciers
21 actuellement prévus, ces projets fourniraient une capacité suffisante pour suivre le rythme de la
22 croissance de l'offre jusqu'après 2030, selon la prévision de l'offre d'IHS et la prévision supérieure de
23 l'offre de l'ACPP. En revanche, dans l'hypothèse où aucun nouveau pipeline n'est construit à partir de
24 l'Ouest canadien, l'écart entre la capacité pipelinière et l'offre augmenterait constamment (voir la
25 figure 4 et l'annexe C pour de plus amples renseignements).

26
27 Le besoin de nouvelle capacité pipelinière est très sensible aux différentes hypothèses relatives à
28 l'offre et à la capacité pipelinière disponible. En raison de la nature incertaine des prévisions de la
29 croissance de l'offre et des échéanciers de construction des projets pipeliniers, il est très difficile de
30 faire concorder parfaitement la construction des pipelines avec la croissance de l'offre. En outre, étant
31 donné que la construction de projets pipeliniers ajoute généralement beaucoup de capacité à la fois et
32 que la production de brut augmente quant à elle progressivement, il est à peu près certain qu'on
33 connaîtra des périodes de capacité excédentaire apparente si l'on veut éviter les périodes de capacité
34 insuffisante.

Figure 4 : Offre de l'Ouest canadien destinée à l'exportation par rapport à la capacité pipelinière



1

2 Le projet Keystone XL, qui devait initialement être achevé en 2012, démontre bien la difficulté

3 intrinsèque de prévoir avec exactitude la croissance de la capacité pipelinière. Pour les besoins de

4 l'analyse présentée dans le présent rapport, il est prévu que le projet Keystone XL entrera en service

5 en 2019, mais les approbations réglementaires définitives pour la section américaine étaient encore

6 attendues au moment de la rédaction du présent rapport.

7

8 Afin d'illustrer la vulnérabilité de l'équilibre de la capacité dans l'Ouest canadien en fonction de la

9 réalisation des divers projets actuellement proposés, deux autres scénarios ont été élaborés et sont

10 présentés aux figures 5 et 6. La présente analyse est fondée sur l'hypothèse que les ajouts

11 actuellement prévus à la capacité du réseau d'Enbridge (ENB) seront menés à terme, car ils sont

12 relativement bien avancés et sont considérés comme hautement probables. Outre cette capacité, les

13 deux scénarios suivants sont envisagés :

- 14
- 15 1. seul le projet Énergie Est est réalisé;
 - 16 2. le projet Keystone XL (KXL), l'agrandissement du réseau de Trans Mountain (TMX) et le projet
 - 17 Northern Gateway (NGW) sont réalisés.

18

19 L'équilibre entre la production projetée et la capacité de transport par pipeline est présenté pour

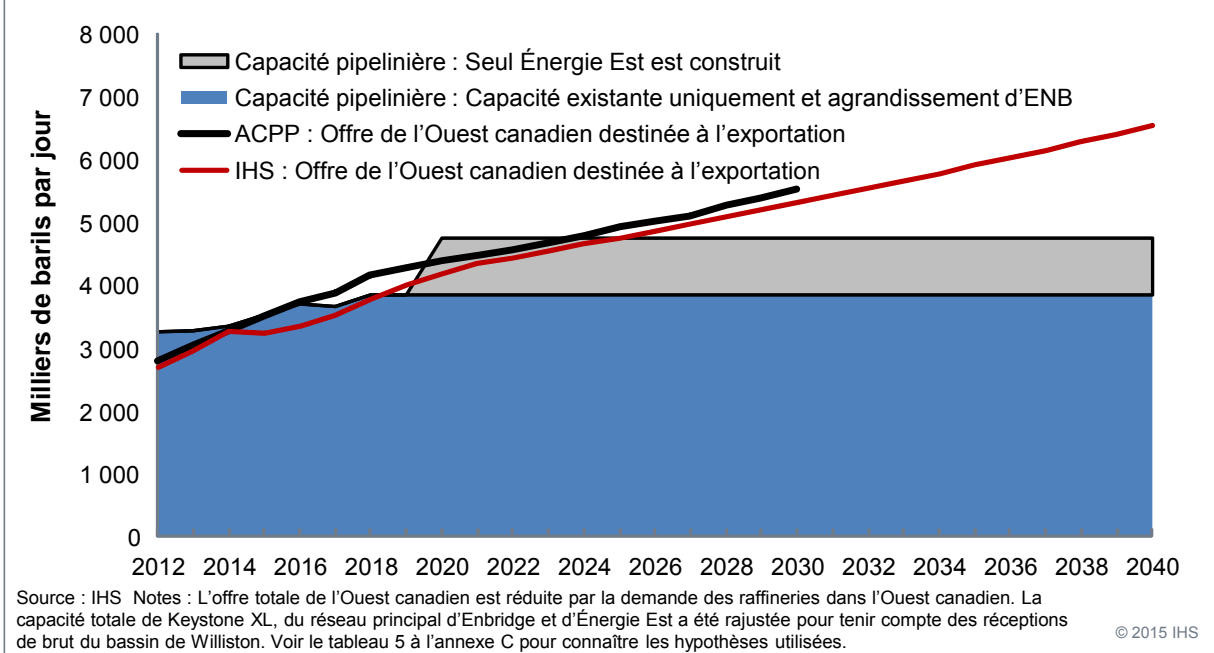
20 chacun de ces scénarios.

21

1 **Scénario de capacité pipelinière n° 1 : seul le projet Énergie Est est réalisé**

2 Dans ce scénario, la capacité de transport par pipeline est insuffisante après 2025 selon la prévision
3 d'IHS. Selon la prévision de l'ACPP, la capacité pipelinière serait insuffisante après 2023.

Figure 5 : Seul le projet Énergie Est est réalisé



4

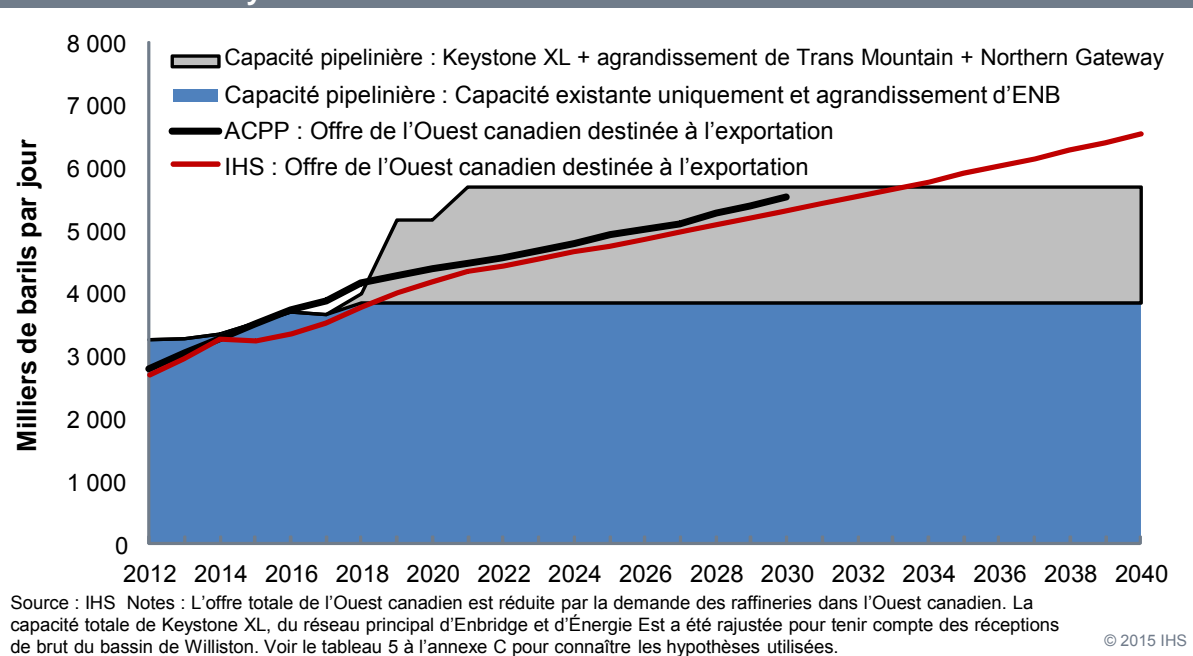
5

6

1 **Scénario de capacité pipelinière n° 2 : le projet Keystone XL, l'agrandissement du**
2 **réseau de Trans Mountain et le projet Northern Gateway sont réalisés**

3 Dans ce scénario, la capacité de transport par pipeline est suffisante jusqu'en 2030 selon la prévision
4 d'IHS et la prévision de l'ACPP, mais est insuffisante après 2033 selon la prévision d'IHS.

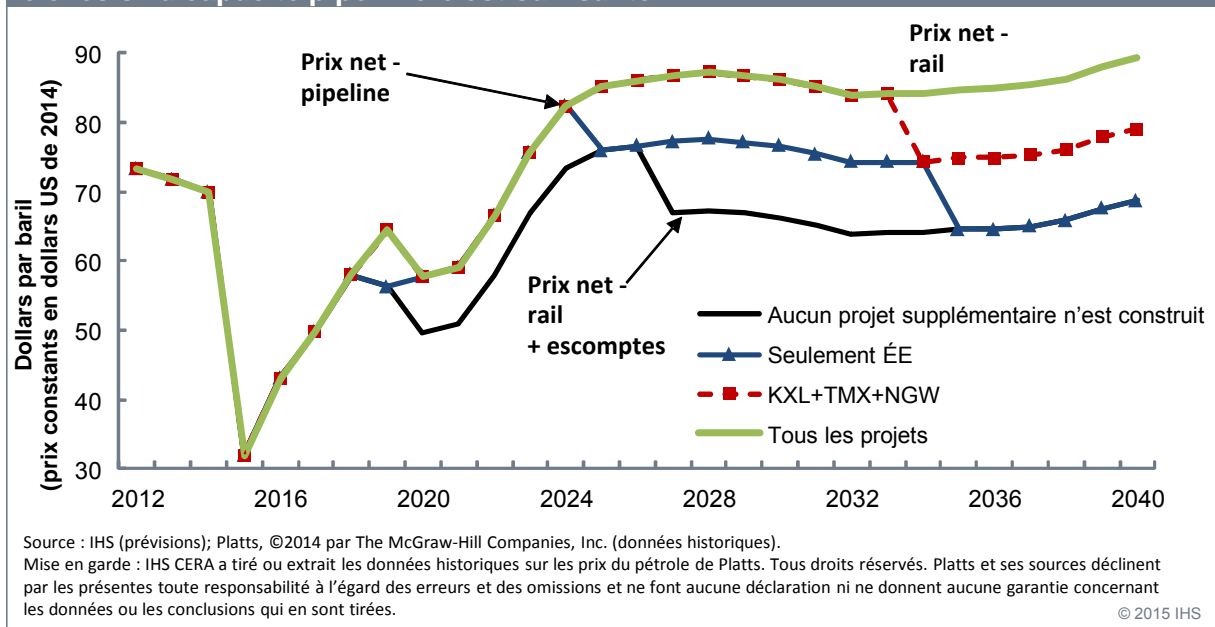
Figure 6 : Réalisation de Keystone XL, de l'agrandissement de TransMountain et de Northern Gateway



5
6 **Incidences sur les prix nets**

7 Les prix nets pour le mélange de Cold Lake ont été analysés selon les deux scénarios de capacité
8 pipelinière ainsi que selon le scénario où tous les projets sont réalisés et celui où aucun des projets
9 n'est réalisé (sauf les agrandissements du réseau d'Enbridge). D'après la prévision de la production
10 d'IHS, le surplus ou l'insuffisance de capacité pipelinière par rapport à l'offre de pétrole brut de l'Ouest
11 canadien a été calculé et comparé à la capacité de chargement ferroviaire de pétrole brut lourd dans
12 l'Ouest canadien. Comme la capacité pipelinière, la capacité de chargement ferroviaire a été estimée
13 en fonction des projets actuellement annoncés. La figure 7 résume les résultats de cette analyse. Pour
14 chaque scénario, la position du surplus ou de l'insuffisance par rapport à la capacité ferroviaire
15 détermine le mécanisme d'établissement des prix prévu. Si l'insuffisance est supérieure à la capacité
16 ferroviaire, non seulement le coût du transport ferroviaire servirait de mécanisme d'établissement des
17 prix, mais des escomptes extraordinaires seraient aussi à prévoir. Si la capacité pipelinière est
18 insuffisante mais que l'insuffisance est inférieure à la capacité ferroviaire disponible, le coût du
19 transport ferroviaire devrait servir de mécanisme d'établissement des prix. Si la capacité pipelinière est
20 suffisante pour transporter la totalité de l'offre, le coût du transport par pipeline devrait alors servir de
21 mécanisme d'établissement des prix.

Figure 8 : Prix nets pour le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien : Les prix sont plus élevés si la capacité pipelinrière est suffisante



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22

Avantages bruts pour le secteur de la production

La hausse des prix nets engendrée par l'augmentation de la capacité pipelinrière profiterait directement aux producteurs de pétrole brut et indirectement à l'ensemble de l'économie canadienne. Nous avons estimé les avantages bruts globaux pour le secteur de la production en partant de l'hypothèse que la hausse des prix nets calculée pour le mélange de Cold Lake s'appliquerait à l'ensemble de la production de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien, car nous nous attendons à ce que tous les prix du brut lourd soient établis suivant le même ensemble de facteurs logistiques et concurrentiels. Les avantages sont calculés par rapport au scénario où aucun des projets pipeliniers n'est réalisé, sauf l'agrandissement prévu du réseau d'Enbridge, et sont fondés sur les écarts de prix nets illustrés à la figure 8. Les avantages estimatifs sont exprimés en milliards de dollars canadiens constants de 2014.

Au cours de la période allant de 2021 à 2040 (20 ans d'exploitation d'Énergie Est), les avantages globaux pour le secteur de la production sont estimés à 663 G\$ CA si tous les projets sont réalisés comme il est présumé, et à 502 G\$ CA si le projet Keystone XL, l'agrandissement du réseau de Trans Mountain et le projet Northern Gateway sont construits. Si seul le projet Énergie Est est construit, les avantages globaux se chiffrent à 204 G\$ CA. Les avantages bruts pour le secteur de la production sont inférieurs dans le scénario où seul le pipeline Énergie Est est construit, parce que le réseau d'Énergie Est à lui seul n'est pas suffisant pour alléger les contraintes de capacité qui pèsent sur les producteurs de l'Ouest canadien pendant une longue période.

1 La part des avantages attribuable à Énergie Est a été calculée de deux façons. En premier lieu, les
2 avantages totaux ont fait l'objet d'une simple répartition entre les différents projets en fonction de leur
3 apport respectif à l'augmentation totale de la capacité. Ainsi, au cours de la même période, les
4 avantages attribuables à Énergie Est s'élèveraient à 217 G\$ CA si tous les projets étaient construits.
5 Si seul le projet Énergie Est était construit, les avantages globaux de 204 G\$ CA seraient alors
6 entièrement attribuables à Énergie Est.

7
8 La deuxième méthode utilisée pour calculer les avantages attribuables à Énergie Est évalue l'apport
9 différentiel d'Énergie Est à l'estimation des avantages totaux en comparant un scénario avec Énergie
10 Est à un scénario sans Énergie Est mais par ailleurs identique. Dans le scénario où seul le projet
11 Énergie Est est construit, le calcul différentiel donne le même résultat que la méthode de la répartition
12 (soit 204 G\$ CA). L'apport d'Énergie Est est estimé à 161 G\$ CA si l'on compare le scénario où tous
13 les projets sont construits au scénario où tous les projets sauf Énergie Est sont construits
14 (scénario n° 2).

15
16 Selon ces deux approches, l'apport d'Énergie Est aux avantages créés par la construction des projets
17 actuellement proposés se situe dans une fourchette estimative de 161 G\$ CA à 217 G\$ CA si tous les
18 projets sont construits. Des précisions sur le calcul des avantages sont présentées à l'annexe E.

20 ***Incidences des scénarios de capacité pipelinière***

21 Comme l'illustre l'analyse des scénarios, la mise en place d'une capacité de transport suffisante à
22 partir de l'Ouest canadien passe nécessairement par la construction d'une importante capacité
23 pipelinière. Si la capacité de transport est insuffisante, le pétrole brut de l'Ouest canadien devrait
24 continuer de se vendre à des prix considérablement réduits en raison de la nécessité d'utiliser d'autres
25 modes de transport plus coûteux, et la possibilité d'un retour des escomptes extraordinaires ne peut
26 être écartée. La hausse des prix nets du pétrole brut qui découlerait de l'existence d'une capacité
27 pipelinière suffisante procurerait de grands avantages au secteur de la production de l'Ouest
28 canadien.

30 **Bassin de Williston**

31 Le bassin de Williston produit du pétrole brut léger non corrosif. À l'instar du pétrole brut de l'Ouest
32 canadien, le pétrole brut du bassin de Williston se vend à prix réduit en raison du manque de capacité
33 pipelinière reliant le pétrole brut aux marchés du raffinage qui le consomment. Le transport ferroviaire
34 est utilisé pour combler le manque.

1 ***Énergie Est : transport du brut du bassin de Williston vers l'est***

2 Aujourd'hui, les grands projets d'agrandissement de pipelines à partir de la région du bassin de
3 Williston vont en direction sud vers la côte américaine du golfe du Mexique, région où la demande de
4 pétrole brut léger non corrosif provenant d'autres régions est en baisse du fait que sa propre
5 production de pétrole de réservoirs étanches est en hausse. Par contre, la côte est du Canada et des
6 États-Unis peut consommer davantage de pétrole brut léger non corrosif produit en Amérique du Nord
7 en remplaçant des importations d'outre-mer. Ainsi, d'importants volumes de pétrole brut léger non
8 corrosif sont transportés vers l'est par rail, car il n'existe actuellement aucun pipeline reliant
9 directement le bassin de Williston à la côte est.

10

11 Toutefois, deux projets de pipeline ont été proposés pour transporter le pétrole brut du bassin de
12 Williston vers l'est : Énergie Est et l'inversion de la ligne 9. Les deux projets visent à transporter du
13 pétrole brut dans l'est du Canada. À supposer que l'offre de pétrole brut léger non corrosif transporté
14 par Énergie Est dépasse la demande dans l'est du Canada, le brut pourrait être chargé dans des
15 pétroliers sur la côte est. La destination la plus probable serait le marché le plus proche
16 géographiquement où il y a une demande de pétrole brut léger non corrosif, soit la côte est des
17 États-Unis. Selon nous, le transport du pétrole brut à partir de la région du bassin de Williston jusqu'à
18 la côte est des États-Unis sera moins coûteux s'il est effectué par Énergie Est que s'il est effectué par
19 rail (voir l'annexe D pour les hypothèses de calcul des coûts formulées par IHS).

1 **Partie 3) Marchés possiblement desservis par Énergie Est**

2 Par rapport à d'autres projets pipeliniers proposés ou à d'autres modes de transport comme le
3 transport ferroviaire, le projet Énergie Est offre un accès avantageux à de nouveaux marchés pour le
4 pétrole brut de l'Ouest canadien, notamment le Canada atlantique, la côte est des États-Unis, l'Europe
5 et l'Inde. Le projet élargit également l'accès à la côte américaine du golfe du Mexique. Nous
6 présumons que le pipeline Énergie Est transporterait tous les types de pétrole brut (léger non corrosif,
7 léger corrosif et lourd). La présente partie du rapport passe en revue les marchés du pétrole brut
8 auxquels le pipeline Énergie Est donne accès, soit l'est du Canada, la côte est des États-Unis, la côte
9 américaine du golfe du Mexique et les marchés d'outre-mer (l'Europe et l'Inde).

10
11 Le coût du transport du pétrole brut par Énergie Est représente une hypothèse fondamentale dans
12 l'estimation de l'avantage financier qu'offre Énergie Est à chaque marché possiblement desservi.
13 Notre analyse est fondée, d'une part, sur les droits établis par contrat indicatifs fournis par
14 TransCanada pour la demande relative au projet Énergie Est déposée auprès de l'Office national de
15 l'énergie (l'« ONÉ ») et, d'autre part, sur les estimations d'IHS concernant les tarifs de transport par
16 pétrolier et par rail (voir le tableau D1 à l'annexe D pour des hypothèses).

18 **Est du Canada**

19 L'est du Canada comprend deux sous-régions, soit le Québec et le Canada atlantique. Le Québec
20 compte deux raffineries et le Canada atlantique compte également deux raffineries. La capacité de
21 raffinage totale de la région s'élève à 815 700 b/j. Selon les renseignements communiqués au public
22 et les estimations d'IHS, la quantité de brut traitée dans la région est estimée à 692 000 b/j en 2014.
23 Sur ces quantités, IHS estime que 71 % étaient du pétrole brut léger non corrosif, 19 % étaient du
24 pétrole brut léger corrosif et les 10 % restants étaient du pétrole lourd.

25
26 Les raffineries de l'est du Canada doivent rivaliser avec les raffineries de l'étranger, notamment celles
27 des États-Unis et de l'Europe, qui peuvent livrer des produits raffinés sur leurs marchés par pétrolier.
28 Cette concurrence, conjuguée à la baisse de la demande pour les produits pétroliers raffinés, a
29 entraîné la fermeture de plusieurs raffineries. En 2010, Shell Canada a fermé sa raffinerie de
30 Montréal. La raffinerie de la Pétrolière Impériale à Dartmouth a cessé ses activités en 2013. La
31 raffinerie de Come by Chance a été vendue plusieurs fois au cours des 10 dernières années et plus
32 récemment à la fin de 2014. Les raffineries de l'est du Canada seraient plus concurrentielles si elles
33 avaient accès à du pétrole brut nord-américain car, selon IHS, le brut livré par Énergie Est coûterait
34 moins cher que le brut importé ou l'offre intérieure livrée par pétrolier ou par rail.

1 **Accès plus avantageux du point de vue des coûts à l'offre de brut nord-américaine**

2 Les volumes croissants de brut produit au Canada et aux États-Unis réduisent la dépendance
3 historique de l'est du Canada vis-à-vis des fournisseurs de pétrole brut étrangers. En 2014, l'est du
4 Canada a importé 294 000 b/j de pétrole brut de fournisseurs d'outre-mer, dont près des deux tiers
5 provenaient de pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEC »)⁷. Au
6 cours des prochaines années, nous prévoyons que la grande majorité de ces importations d'outre-mer
7 seront remplacées par la production nord-américaine, qui sera livrée par rail ou par pétrolier à partir de
8 la côte américaine du golfe du Mexique jusqu'à ce qu'une capacité pipelinère adéquate ait été mise
9 en place.

10
11 Énergie Est offre un moyen plus efficace de livrer des volumes croissants de pétrole brut
12 nord-américain dans l'est du Canada. Si ce projet pipelinier n'est pas réalisé, les raffineries de la côte
13 est devront utiliser le transport par rail ou par pétrolier plus coûteux à partir de la côte américaine du
14 golfe du Mexique pour se procurer du pétrole brut nord-américain.

16 **Amélioration des perspectives économiques dans le secteur du raffinage**

17 Énergie Est livrerait du pétrole brut aux raffineries de l'est du Canada à un coût inférieur à celui des
18 autres modes de transport (voir l'annexe D pour des hypothèses). La baisse du coût du pétrole brut
19 permettrait aux raffineries de l'est du Canada de concurrencer plus efficacement les raffineries qui
20 livrent des produits raffinés sur leurs marchés à partir des États-Unis et de l'Europe. L'avantage
21 financier potentiel varie selon la qualité du brut.

- 22
23 • **Pétrole brut léger non corrosif.** Selon notre prévision de l'offre de pétrole brut léger non corrosif
24 et nos hypothèses en matière de coûts de transport, le pétrole brut léger non corrosif livré à
25 Saint John par pipeline coûtera environ 9,00 \$ US de moins par baril que le pétrole brut équivalent
26 livré à Saint John par rail (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements).
- 27
28 • **Pétrole brut léger corrosif.** En 2014, la région a importé environ 130 000 b/j de pétrole brut léger
29 corrosif exploité en mer. Nous prévoyons que le pétrole brut léger corrosif nord-américain livré par
30 Énergie Est coûtera moins cher que les importations étrangères. Après la mise en service
31 d'Énergie Est, à court terme, les importations de pétrole brut léger corrosif d'outre-mer devraient
32 être remplacées principalement par les deux mécanismes suivants :
 - 33 ○ **Remplacement par du pétrole léger non corrosif.** Étant donné qu'il est plus avantageux sur
34 le plan des coûts de traiter du pétrole brut léger non corrosif nord-américain que du pétrole

⁷ Les importations totales de pétrole étranger dans l'est du Canada en 2014 s'établissaient à 294 000 b/j, dont 194 000 étaient fournis par l'OPEP. Les principaux fournisseurs de brut étrangers sont l'Arabie saoudite, l'Irak, l'Algérie et l'Angola.

1 brut léger corrosif importé, les raffineries de pétrole brut léger corrosif de l'est du Canada
2 augmenteront selon nous leur consommation de pétrole brut léger non corrosif nord-américain
3 autant que possible jusqu'à ce qu'elles se heurtent à des contraintes opérationnelles. Cela
4 devrait réduire de moitié environ la demande de pétrole brut léger corrosif dans l'est du
5 Canada par rapport à la demande actuelle.

- 6 ○ **Consommation de pétrole brut léger corrosif de l'Ouest canadien.** L'Ouest canadien
7 fournit actuellement environ 300 000 b/j de ce type de brut à d'autres régions, principalement
8 le Midwest américain et l'Ontario. Bien que nous prévoyions que les marchés conventionnels
9 continueront dans une certaine mesure de demander ce type de brut, une partie de l'offre
10 pourrait également être transportée dans l'est du Canada par Énergie Est.

11
12 Même si ces mécanismes entraînent le remplacement d'importations de pétrole brut léger corrosif
13 étranger par l'offre intérieure, certaines importations de pétrole brut léger corrosif d'outre-mer
14 pourraient continuer d'être traitées. Cependant, étant donné qu'il est plus avantageux sur le plan des
15 coûts de traiter du brut intérieur que du brut importé, nous croyons qu'au fil du temps, les raffineries de
16 l'est du Canada pourraient réduire leur dépendance à l'égard du pétrole brut léger corrosif étranger en
17 investissant dans des installations de traitement de pétrole brut léger non corrosif.

- 18
19 ● **Pétrole brut lourd.** Nous prévoyons que les raffineries de l'est du Canada obtiendront du pétrole
20 brut lourd à un coût inférieur à celui que paient les raffineries de la côte américaine du golfe du
21 Mexique (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements). Selon nos hypothèses en matière
22 de coûts de transport, nous estimons que le pétrole brut lourd livré à Saint John coûtera environ
23 4 \$ US de moins que celui livré sur la côte américaine du golfe du Mexique. Ces derniers temps,
24 les raffineries de l'est du Canada ont consommé environ 50 000 b/j de pétrole brut lourd, mais ce
25 volume est appelé à croître. Grâce à l'offre abondante accessible par Énergie Est, nous croyons
26 que la consommation pourrait atteindre près de 100 000 b/j, en supposant qu'il n'y a pas de
27 changement dans la configuration actuelle des raffineries.

28 29 **Côte est des États-Unis**

30 La côte est des États-Unis compte sept raffineries qui se spécialisent dans la production de carburants
31 et qui ont une capacité de raffinage totale de 1,2 Mb/j. En outre, plusieurs petites installations se
32 consacrent à la production de lubrifiants et de produits spéciaux. Du 1,1 Mb/j de brut consommé dans
33 la région en 2014, IHS estime qu'environ 72 % étaient du pétrole brut léger non corrosif, 12 % étaient
34 du pétrole brut léger corrosif et les 16 % restants étaient du pétrole lourd. Les raffineries produisent
35 environ la moitié des produits raffinés demandés dans la région, et le reste provient d'autres régions.
36 Comme dans l'est du Canada, les raffineries sont soumises à la pression concurrentielle des

1 raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique, de l'Europe et de l'est du Canada qui livrent des
2 produits raffinés dans leurs marchés.

3 ***Transfert de l'approvisionnement en pétrole brut***

4 En 2014, 33 % du brut utilisé dans la région provenait de fournisseurs non nord-américains, 25 %
5 provenait du Canada et le reste était produit aux États-Unis. L'approvisionnement canadien provenait
6 principalement de la production extracôtière de la côte est. Toutefois, une raffinerie à Warren, en
7 Pennsylvanie, consomme environ 30 000 b/j de pétrole brut lourd provenant de l'Ouest canadien (qui
8 est livré par le réseau pipelinier d'Enbridge). Hormis cette exception, le pétrole brut de l'Ouest
9 canadien n'est pas accessible par pipeline dans la région.

10
11 La région se tourne de plus en plus vers des sources d'approvisionnement en pétrole brut nord-
12 américaines. En 2012, plus de 400 000 b/j de pétrole brut léger non corrosif importé d'outre-mer ont
13 été consommés dans la région. En 2014, le pétrole brut léger non corrosif du bassin de Williston et de
14 la côte américaine du golfe du Mexique avait remplacé plus de 60 % de ces importations d'outre-mer.

16 ***Coût de transport du pétrole brut par Énergie Est inférieur au coût de transport par*** 17 ***pétrolier ou par rail***

18 Énergie Est devrait transporter du pétrole brut nord-américain sur la côte est des États-Unis à un coût
19 inférieur à celui des autres modes de transport, comme le transport ferroviaire direct à partir de
20 sources intérieures ou le transport par pétrolier à partir de la côte américaine du golfe du Mexique.
21 L'avantage sur le plan des coûts et le volume varient selon le type de brut.

- 22 • **Pétrole brut léger non corrosif.** À partir du terminal maritime de Saint John, Énergie Est pourrait
23 exporter du pétrole brut léger non corrosif par pétrolier vers la côte est des États-Unis. Le marché
24 le plus probable pour le pétrole brut léger serait la côte est des États-Unis, étant donné qu'il est le
25 plus proche géographiquement et donc celui où la livraison coûte le moins cher. Selon nos
26 hypothèses en matière de coûts de transport, nous prévoyons que le pétrole brut léger non
27 corrosif livré par pétrolier à partir d'Énergie Est coûtera environ 4,00 \$ US de moins par baril que
28 le pétrole équivalent provenant d'autres sources livré par rail sur la côte est des États-Unis (voir
29 l'annexe D pour de plus amples renseignements).
- 30 • **Pétrole brut lourd.** Selon nos hypothèses en matière de coûts de transport, nous prévoyons que
31 le pétrole brut lourd livré par Énergie Est puis chargé dans des pétroliers à Saint John pour être
32 transporté sur la côte est des États-Unis coûterait environ 4,00 \$ US de moins par baril que sur la
33 côte américaine du golfe du Mexique (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements). La
34 région de la côte est des États-Unis consomme actuellement environ 175 000 b/j de brut lourd.
35 Grâce à l'offre abondante accessible par Énergie Est, nous estimons que la consommation de
36 pétrole brut lourd de l'Ouest canadien, qui était de 30 000 b/j en 2012, pourrait passer à plus de
37 100,000 b/j (dans l'hypothèse où la capacité de cokéfaction n'augmente pas dans la région).

1 Côte américaine du golfe du Mexique

2 Nous estimons que le coût de livraison du brut de l'Ouest canadien par Énergie Est sur la côte
3 américaine du golfe du Mexique à partir de Saint John sera comparable à celui des options de
4 transport exclusivement par pipeline existantes (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements).
5 Les expéditions par pétrolier à partir d'Énergie Est sur la côte américaine du golfe du Mexique
6 devraient être constituées principalement de pétrole brut lourd.

7
8 La côte américaine du golfe du Mexique est le plus important centre de raffinage régional des
9 États-Unis. Les 51 raffineries de la région ont une capacité totale de 9,9 Mb/j (ce qui représente plus
10 de la moitié de la capacité totale des États-Unis). En plus d'approvisionner le marché local en produits
11 raffinés, la côte américaine du golfe du Mexique transfère des produits raffinés dans d'autres régions
12 des États-Unis et exporte des produits à l'échelle internationale. Il est estimé que les raffineries de la
13 côte américaine du golfe du Mexique ont consommé 8,3 Mb/j de pétrole brut en 2014, soit les types de
14 pétrole brut suivants :

- 15
16 • **Pétrole brut lourd** – Dotée d'une capacité de cokéfaction de 1,6 Mb/j, la région de la côte du
17 Golfe du Mexique a une grande soif de pétrole brut et en a consommé 2,3 Mb/j en 2014.
18 Toutefois, d'après les taux d'utilisation de la capacité de cokéfaction existante, il y a eu une
19 capacité excédentaire en 2014, et nous estimons que le potentiel de consommation de pétrole
20 brut lourd est encore plus grand et pourrait même atteindre les 2,7 Mb/j⁸. Bien que la région
21 demeure un marché important, nous anticipons une croissance limitée de la demande de pétrole
22 brut lourd totale, notamment en raison de l'augmentation de l'offre de pétrole brut léger de
23 réservoirs étanches qui pourrait bien décourager les investissements dans la capacité de
24 cokéfaction.
- 25
26 • **Pétrole brut léger non corrosif** – La région consomme actuellement environ 4,0 Mb/j de pétrole
27 brut léger non corrosif. En raison de la croissance rapide de la production intérieure de pétrole de
28 réservoirs étanches, les importations d'outre-mer ont diminué considérablement (passant
29 de 1,7 Mb/j en 2010 à environ 0,1 Mb/j en 2014). Compte tenu du volume croissant de pétrole brut
30 léger non corrosif intérieur disponible dans la région, nous nous attendons à ce que les raffineries
31 augmentent leur consommation de pétrole brut léger non corrosif autant que possible.
- 32
33 • **Pétrole brut léger corrosif** – La côte américaine du golfe du Mexique a consommé 2,0 Mb/j de
34 pétrole brut léger corrosif en 2014. Plus de la moitié de ce pétrole a été produite au pays, et le

⁸ En 2014, le taux d'utilisation de la capacité de cokéfaction sur la côte américaine du golfe du Mexique s'est élevée à un peu plus de 82 % (1,3 Mb/j ont été acheminés aux unités de cokéfaction et 1,6 Mb/j ont été traités en amont. Source : US EIA. IHS estime que le fait d'augmenter l'utilisation de la capacité de cokéfaction et de la faire passer à 87 % entraînerait une augmentation de la demande de pétrole brut de plus de 200 000 b/j.

1 reste a été importé. Étant donné la disponibilité de pétrole brut léger non corrosif intérieur à prix
2 réduit, nous prévoyons qu'une partie de la demande de pétrole brut léger corrosif sera remplacée
3 par du pétrole brut léger non corrosif. Les raffineries remplaceront le pétrole brut léger corrosif par
4 du pétrole brut léger non corrosif jusqu'à ce qu'elles se heurtent à des contraintes opérationnelles
5 et financières.

7 ***Perspectives favorables pour le pétrole brut lourd***

8 La côte américaine du golfe du Mexique avait jusqu'ici reçu des volumes relativement modestes de
9 pétrole brut de l'Ouest canadien (environ 100 000 b/j en 2012) qui lui étaient livrés par un pipeline
10 (Pegasus), par train et par barge. Le volume de brut de l'Ouest canadien qui parvient à la côte
11 américaine du golfe du Mexique a crû grâce à l'augmentation des livraisons par rail et à la mise en
12 service de l'inversion du pipeline Seaway en 2013 et du pipeline de la côte américaine du golfe du
13 Mexique en 2014. Les nouveaux pipelines peuvent livrer du brut de l'Ouest canadien à partir de
14 Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Il est estimé que les livraisons
15 de pétroles bruts lourds de l'Ouest canadien vers la côte américaine du golfe du Mexique ont dépassé
16 les 200 000 b/j en 2014.

17
18 Malgré la disponibilité croissante du pétrole brut léger non corrosif intérieur sur la côte américaine du
19 golfe du Mexique, nous ne prévoyons pas que la taille du marché pour le pétrole brut lourd canadien
20 sera grandement touchée. Nous prévoyons que les raffineries de cokéfaction continueront de traiter
21 du pétrole brut lourd plutôt que du pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis. Par
22 conséquent, les perspectives sont favorables pour les livraisons de pétrole brut lourd de l'Ouest
23 canadien, en particulier les mélanges bitumineux.

24
25 Aujourd'hui, la côte américaine du golfe du Mexique importe du pétrole brut lourd du Venezuela
26 (1,0 Mb/j en 2014) et du Mexique (0,7 Mb/j en 2014), et le reste provient de plus petits fournisseurs,
27 dont la Colombie et le Brésil. Un meilleur accès aux mélanges bitumineux canadiens permettrait de
28 réduire certaines importations du Mexique et du Venezuela. Bien que le Mexique ait jusqu'ici
29 représenté une importante source d'approvisionnement en pétrole brut lourd pour la côte américaine
30 du golfe du Mexique, sa production est en baisse. De 2005 à 2014, les importations de pétrole brut
31 lourd mexicain aux États-Unis ont diminué à peu près de moitié⁹. La baisse de la production au
32 Mexique est imputable au manque d'investissements en immobilisations et de technologies de pointe.
33 Pour remédier à la situation, le Mexique met maintenant en œuvre une loi permettant aux sociétés
34 internationales de participer directement à la production de pétrole au Mexique. On ne sait pas encore
35 si ces réformes produiront au bout du compte les résultats espérés, mais, à long terme, elles

⁹ Les importations de pétrole maya du Mexique en 2014 ont totalisé 0,7 Mb/j, comparativement à 1,3 Mb/j en 2005.

1 améliorent assurément les perspectives de croissance de la production de pétrole mexicain. Les
2 importations américaines du Venezuela sont également en baisse, et il existe des incertitudes quant à
3 l'approvisionnement futur. Malgré ces enjeux, nous anticipons une certaine croissance de la
4 production vénézuélienne au cours des années à venir, compte tenu du potentiel d'investissement
5 étranger dans la mise en valeur du bassin de l'Orénoque.

6
7 Énergie Est peut livrer du pétrole brut à Saint John pour qu'il soit chargé dans des pétroliers et
8 expédié sur la côte américaine du golfe du Mexique. Énergie Est peut desservir toutes les raffineries
9 accessibles par voie navigable sur la côte américaine du golfe du Mexique, y compris celles situées
10 dans les régions de la côte est du golfe du Mexique et de la Louisiane qui ne sont pas reliées à des
11 pipelines. D'ici la fin de la prochaine décennie, les livraisons de pétrole brut lourd canadien sur la côte
12 américaine du golfe du Mexique pourraient selon nous dépasser les 1,1 Mb/j. À ce moment,
13 comparativement à la situation actuelle, l'approvisionnement auprès d'autres fournisseurs d'outre-mer
14 (Mexique, Venezuela et autres pays d'Amérique latine) serait réduit pour s'établir à environ 1,3 Mb/j
15 (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements).

16
17 Pour que le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien obtienne une telle part de marché, il faudrait que les
18 autres fournisseurs de pétrole brut lourd réduisent leur part de marché. Selon nos prévisions actuelles,
19 l'offre de l'Amérique latine sur la côte américaine du golfe du Mexique connaîtra une baisse. Les barils
20 de pétrole brut lourd latino-américains seront donc tout naturellement remplacés par des barils
21 canadiens. Même si le Mexique, le Venezuela et les autres pays d'Amérique latine en venaient à
22 produire plus de pétrole brut lourd que ce que nous prévoyons, à notre avis, cela n'empêcherait pas
23 l'Ouest canadien de maintenir une part de marché semblable sur la côte américaine du golfe du
24 Mexique en raison de son avantage logistique.

25 26 **Marchés d'outre-mer**

27 Comme l'illustre la figure 9, les marchés d'outre-mer attrayants les plus près de la côte est du Canada
28 pour le brut sont l'Europe et l'Inde. En Europe, la capacité de raffinage est concentrée dans les
29 régions du nord-ouest et de la Méditerranée, alors qu'en Inde, la capacité de raffinage est concentrée
30 dans les zones côtières.

Figure 9 : L'Europe et l'Inde sont accessibles à partir de l'Est du Canada



1

2

3 Étant donné que les exportations à partir d'Énergie Est devraient être constituées principalement de
4 pétrole brut lourd, nous avons limité notre analyse à ce type de pétrole. D'après la prévision de la
5 croissance de l'offre de mélanges bitumineux d'IHS, nous sommes d'avis que la demande en
6 Amérique du Nord et l'offre envoyée en Asie (à partir de la côte ouest) pourraient éventuellement
7 absorber la production supplémentaire jusqu'à la fin de la prochaine décennie. Toutefois, bien avant
8 cela, nous croyons qu'une partie du brut de l'Ouest canadien serait livré en Europe et en Inde. Dans le
9 cas de l'Europe, les coûts de transport à partir de Saint John sont comparables aux coûts de transport
10 du brut par pétrolier à partir de Saint John jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Dans le cas
11 de l'Inde, l'offre de l'Ouest canadien diversifierait les sources d'approvisionnement en pétrole brut du
12 pays.

13

14 **Europe**

15 Les 107 raffineries de la région ont une capacité combinée de 15,3 Mb/j. La région a consommé
16 environ 11,6 Mb/j de brut en 2014. La majeure partie de la capacité de raffinage de l'Europe est
17 destinée au traitement du pétrole brut léger non corrosif et du pétrole brut léger corrosif. Malgré cela,
18 ces raffineries ont toujours traité un volume important de pétrole brut lourd (soit 0,9 Mb/j), et ce volume

1 devrait croître au cours des prochaines années. L'approvisionnement en pétrole brut lourd provient
2 principalement d'outre-mer. Les principaux fournisseurs sont l'Arabie saoudite, le Mexique et le
3 Venezuela.

4
5 La demande actuelle de pétrole brut lourd émane de 20 raffineries qui ont une capacité de cokéfaction
6 combinée de 0,5 Mb/j (soit moins du tiers de la capacité de la côte américaine du golfe du Mexique).
7 Les raffineries de cokéfaction ayant la capacité de recevoir du brut par pétrolier sont les meilleures
8 candidates pour les livraisons de brut de l'Ouest canadien. En tenant compte des raffineries de pétrole
9 lourd qui appartiennent à cette catégorie, nous estimons que le potentiel maximal de traitement de
10 pétrole brut lourd de l'Ouest canadien se situe entre 0,3 et 0,4 Mb/j.

11
12 Le terminal d'Énergie Est à Saint John est bien situé sur le plan économique pour acheminer du
13 pétrole brut lourd en Europe. Les coûts de transport du brut par pétrolier à partir du terminal de
14 Saint John en Europe sont comparables, voire inférieurs, aux coûts de transport du brut sur la côte
15 américaine du golfe du Mexique. En outre, Saint John est 20 % à 65 % plus proche de l'Europe que
16 les autres sources d'approvisionnement en pétrole brut lourd de l'Europe (voir l'annexe D pour de plus
17 amples renseignements).

18 **Inde**

19
20 Les 21 raffineries de l'Inde ont une capacité combinée déclarée de 4,6 Mb/j. En 2014, la
21 consommation a été estimée à 4,7 Mb/j de brut, dont plus de la moitié provenait du Moyen-Orient.
22 Contrairement aux autres marchés examinés dans le présent rapport, la demande de pétrole en Inde
23 est en hausse. D'ici 2030, la demande de brut devrait augmenter de plus de 50 %.

24
25 À l'heure actuelle, la capacité de raffinage de l'Inde équivaut à peu près à 30 % de celle de l'Europe.
26 Toutefois, l'industrie indienne du raffinage a une capacité de cokéfaction supérieure (0,8 Mb/j). Par
27 conséquent, le volume historique de pétrole brut lourd traité est relativement élevé (1,4 Mb/j) et
28 pourrait facilement augmenter d'environ 0,5 Mb/j après la construction de la nouvelle capacité de
29 raffinage nécessaire pour répondre à la demande croissante de produits raffinés. Les candidates
30 idéales pour les livraisons de brut de l'Ouest canadien sont les raffineries de cokéfaction situées sur la
31 côte ouest (la plus près de l'est du Canada) qui peuvent recevoir du brut par pétrolier. En tenant
32 compte des raffineries de pétrole lourd corrosif qui appartiennent à cette catégorie, nous estimons que
33 le potentiel maximal de traitement de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien en Inde pourrait atteindre
34 0,3 Mb/j.

35
36 L'Inde étant plus éloignée que les autres marchés examinés dans le présent rapport, les coûts de
37 transport sont plus élevés que pour les autres régions. Nous estimons que le transport du brut de

1 Saint John à l'Inde coûterait environ 2,00 \$ US de plus par baril que le transport par pétrolier sur la
2 côte américaine du golfe du Mexique (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements). Du point
3 de vue des coûts de transport, les fournisseurs de pétrole brut lourd du Moyen-Orient disposent d'un
4 avantage évident, car la côte ouest de l'Inde est environ sept fois plus loin de Saint John que de
5 l'Arabie saoudite.

6
7 L'Inde, à l'instar de bon nombre d'autres pays en voie de développement, cherche un juste équilibre
8 entre les paramètres économiques et la sécurité de l'approvisionnement. IHS estime que d'ici 2030,
9 l'Inde devra importer 2,9 Mb/j de pétrole brut de plus que ce qu'elle importe aujourd'hui. Comme la
10 dépendance envers le Moyen-Orient est appelée à croître encore, il est de plus en plus important de
11 diversifier les sources d'approvisionnement. Par conséquent, même en tenant compte des coûts plus
12 élevés pour transporter du brut de l'Ouest canadien en Inde, nous croyons qu'un certain volume
13 pourrait être livré sur ce marché.

Annexe A – Termes liés au domaine du pétrole brut utilisés dans le présent rapport

Sables bitumineux

À l'état naturel, le bitume brut a la consistance du beurre d'arachide et ne peut être transporté par pipeline. Par conséquent, les sables bitumineux sont transformés afin de pouvoir être transportés par pipeline sur les marchés au moyen des deux méthodes suivantes :

- **Pétrole brut synthétique** – Le pétrole brut synthétique est produit à partir du bitume au moyen d'unités de raffinage par conversion qui transforment les hydrocarbures lourds en un produit plus léger et de plus grande valeur. Ces unités sont appelées « unités de valorisation ». Le pétrole brut synthétique ressemble à du pétrole brut léger non corrosif et a généralement une densité API supérieure à 30.
- **Mélanges bitumineux** – Pour répondre aux exigences du transport par pipeline, le bitume est dilué avec des hydrocarbures plus légers. Une raffinerie peut devoir subir des modifications pour traiter des volumes importants de mélanges bitumineux, car ceux-ci ont une plus grande teneur en pétrole lourd que la plupart des autres types de pétrole brut. Les mélanges bitumineux ont habituellement une densité API de 22 (semblable à celle des autres types de pétrole brut lourd comme le brut maya du Mexique). Le mélange bitumineux le plus courant est le bitume dilué ou dilbit (contraction de l'expression anglaise *diluted bitumen*). Le dilbit est produit à partir de bitume qu'on dilue généralement avec un condensat de gaz naturel. À titre indicatif, un mélange contient à peu près 70 % de bitume et 30 % de condensat. Toutefois, du pétrole brut synthétique et d'autres types de pétrole brut léger sont également utilisés.

Types de pétrole brut

Nous utilisons les trois catégories suivantes pour décrire la qualité du pétrole brut dans le présent rapport :

- Pétrole léger non corrosif – densité API d'au moins 28 et teneur en soufre inférieure à 1 %
- Pétrole léger corrosif – densité API d'au moins 28 et teneur en soufre égale ou supérieure à 1 %
- Pétrole lourd – densité API inférieure à 28, quelle que soit la teneur en soufre

1 Annexe B – Offre

2 Prévisions de l'offre dans l'Ouest canadien

3 La production de l'Ouest canadien devrait continuer à croître par rapport aux niveaux actuels, portée
4 par la mise en valeur de pétrole de réservoirs étanches et de sables bitumineux canadiens. Le
5 tableau B1 présente une comparaison des projections de l'IHS et de l'ACPP.

6

Tableau B1 : Offre dans l'Ouest canadien : comparaison des prévisions d'IHS et de l'ACPP
Milliers de b/j

	2015	2020	2025	2030
IHS (T1 2015)	3 731	4 730	5 287	5 852
ACPP (2015)	3 995	4 922	5 467	6 058
Écart	-264	-193	-180	-205

Source : IHS, ACPP

7 La croissance de l'offre de sables bitumineux canadiens sera constituée principalement de mélanges
8 bitumineux, car nous ne croyons pas que l'offre de pétrole brut synthétique augmentera en raison des
9 faibles perspectives économiques dans le secteur de la valorisation. Deux facteurs font en sorte qu'il
10 n'est pas avantageux économiquement parlant d'investir dans la construction de nouvelles
11 installations de valorisation et l'achat de nouvel équipement en Alberta : les coûts élevés et les faibles
12 écarts de prix entre le brut lourd et le brut léger.

Annexe C – Marchés existants et capacité d'exportation

Pétrole brut de l'Ouest canadien vendu à prix réduit

Le tableau C1 illustre l'escompte historique sur le pétrole brut lourd canadien en comparaison du pétrole brut lourd provenant d'autres sources sur la côte américaine du golfe du Mexique. Pour calculer l'escompte, nous avons rajusté le prix moyen du mélange de Cold Lake en Alberta pour établir le coût sur la côte américaine du golfe du Mexique (en ajoutant le coût du transport par pipeline jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et en soustrayant l'écart de qualité du brut entre le mélange de Cold Lake et le brut maya).

Tableau C1 : Écart de prix du brut entre le mélange de Cold Lake et le brut maya sur la côte américaine du golfe du Mexique (CAGM)
(Prix nominal en dollars américains par baril)

	2013	2014
Brut maya, CAGM	98,38	87,15
Mélange de Cold Lake, CAGM	81,59*	80,87**
Écart	16,80	6,29

*Prix rajusté du mélange de Cold Lake dans l'hypothèse d'un coût de transport de 12,06 \$ par baril et d'un écart de qualité de 1,23 \$ par baril (soit le prix du mélange de Cold Lake moins le prix du brut maya).

**Prix rajusté du mélange de Cold Lake dans l'hypothèse d'un coût de transport de 12,12 \$ par baril et d'un écart de qualité de 1,16 \$ par baril (soit le prix du mélange de Cold Lake moins le prix du brut maya).

Source : Platts, ©2014 par The McGraw-Hill Companies, Inc. (données historiques).

Mise en garde : IHS a tiré ou extrait les données historiques sur les prix du pétrole de Platts.

Tous droits réservés. Platts et ses sources déclinent par les présentes toute responsabilité à l'égard des erreurs et des omissions et ne font aucune déclaration ni ne donnent aucune garantie concernant les données ou les conclusions qui en sont tirées.

Le tableau C2 présente les hypothèses utilisées pour calculer les revenus perdus par les producteurs de l'Ouest canadien en raison des escomptes en 2013 et en 2014.

Tableau C2 : Perte de revenus estimative des producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien en raison du manque d'accès aux marchés

Principales hypothèses	2013		2014	
	Coût de transport élevé	Faible coût de transport	Coût de transport élevé	Faible coût de transport
Volume de la production de l'Ouest canadien vendu à prix réduit*	3,1 Mb/j (43 % de brut léger et 57 % de brut lourd)	3,1 Mb/j (43% de brut léger et 57 % de brut lourd)	3,4 Mb/j (40 % de brut léger et 60 % de brut lourd)	3,4 Mb/j (40% de brut léger et 60 % de brut lourd)
Écart de prix entre le brut non corrosif mixte canadien (MSW) et le brut léger non corrosif de la Louisiane (LLS) sur la CAGM**	Moins 5 \$ US/b	Moins 10 \$ US/b	Plus 3 \$ US/b	Moins 1 \$ US/b
Écart de prix entre le mélange de Cold Lake et le brut maya sur la CAGM**	Moins 17 \$ US/b	Moins 21 \$ US/b	Moins 6 \$ US/b	Moins 11 \$ US/b
Gain (perte) de revenus total des producteurs de l'Ouest canadien	13,5 G\$ US	18,6 G\$ US	3,2 G\$ US	9,0 G\$ US

Source : IHS

*Pour les deux années, dans l'hypothèse où la production de l'Ouest canadien de 300 000 b/j a été expédiée sur la côte ouest du Canada et vendue au prix international.

**Dans l'hypothèse d'une fourchette de coûts de transport jusqu'à la CAGM. Dans l'hypothèse où il n'y avait pas d'écart de qualité entre le MSW et le LLS.

1 **Demande de pétrole brut de l'Ouest canadien**

2 La demande de brut devrait augmenter à la raffinerie de bitume de North West Redwater Partnership
3 en 2017 (50 000 b/j). Le tableau C3 et le tableau C4 indiquent la capacité de raffinage et la
4 consommation estimative de brut en 2014.

Tableau C3 : Capacité de raffinage dans l'Ouest canadien en 2014

Raffinerie	Capacité nominale (milliers de b/j)	Type de raffinerie
Chevron Canada Ltd. – North Burnaby	54,7	Craquage
Husky Energy – Prince George	12,0	Craquage
Compagnie Pétrolière Impériale Ltée – Strathcona	189,0	Craquage
Suncor Énergie Inc. – Edmonton	142,0	Cokéfaction
Shell Canada Ltée – Scotford	100,0	Hydrocraquage des résidus
Husky Energy – Lloydminster	29,1	Distillation

Tableau C3 : Capacité de raffinage dans l'Ouest canadien en 2014

Raffinerie	Capacité nominale (milliers de b/j)	Type de raffinerie
Consumers' Co-op Refineries Ltd. – Regina	135,2	atmosphérique Cokéfaction
Moose Jaw Refinery – Moose Jaw	16,9	Distillation atmosphérique
Capacité de raffinage totale dans l'Ouest canadien	678,9	

Source : ACPP, *Statistical Handbook* (avril 2015)

Note : L'Ouest canadien comprend les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba.

1
2
3

Tableau C4 : Consommation de brut dans l'Ouest canadien en 2014

Type de brut	Consommation (milliers de b/j)
Brut léger non corrosif	286
Brut léger corrosif	85
Brut lourd corrosif	185
Consommation totale de brut dans l'Ouest canadien	556

Source : IHS, *Statistique Canada*

Note : L'Ouest canadien comprend les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba.

1 **Projets pipeliniers proposés à partir de l'Ouest canadien**

2 Le tableau C5 présente une liste des nouveaux projets pipeliniers proposés afin d'accroître la capacité
 3 d'exportation de brut à partir de l'Ouest canadien. Outre la capacité totale, nous avons inclus notre
 4 estimation de la capacité à partir de l'Ouest canadien (la capacité utile exclut la capacité nécessaire
 5 pour transporter le brut du bassin de Williston).

Tableau C5 : Capacité d'exportation proposée à partir de l'Ouest canadien

	Capacité totale (milliers de b/j)	Capacité estimée par IHS à partir de l'Ouest canadien*	Date supposée de mise en service
Agrandissements du réseau principal d'Enbridge	600	375**	2015-2017
Projet Keystone XL de TransCanada	830	730***	2019
Agrandissement du réseau de Trans Mountain de Kinder Morgan	590	590	2018
Projet Énergie Est de TransCanada	1 100	900****	2020
Projet Northern Gateway d'Enbridge	525	525	2021
Total	3 645	3 320	

Source : IHS

*La capacité totale de Keystone XL, du réseau principal d'Enbridge et d'Énergie Est a été rajustée pour tenir compte des réceptions de brut du bassin de Williston.

**Les agrandissements du réseau principal d'Enbridge ont une capacité plus grande que celle indiquée, mais nous avons soustrait 225 000 b/j à la capacité prévue pour tenir compte de la mise en service de Sandpiper (étant donné que ce projet enlève de la capacité pour le transport du brut de l'Ouest canadien).

***Pour Keystone XL, nous avons présumé qu'une capacité de 100 000 b/j sera utilisée pour transporter du brut du bassin de Williston.

****Pour Énergie Est, nous avons présumé qu'une capacité de 200 000 b/j sera utilisée pour transporter du brut du bassin de Williston à destination de Cromer.

6

Annexe D – Marchés possiblement desservis par Énergie Est

La présente partie expose nos hypothèses en ce qui concerne les marchés du pétrole brut de l'Ouest canadien qui pourraient être desservis par Énergie Est, notamment l'est du Canada, la côte est des États-Unis, la côte américaine du golfe du Mexique et les marchés d'outre-mer, soit l'Inde et l'Europe. Le brut transporté par Énergie Est peut être chargé dans des pétroliers à un terminal à Québec ou à Saint John.

Le tableau D1 donne un aperçu de nos hypothèses relatives aux coûts de transport du pétrole brut vers l'est du Canada et la côte est des États-Unis. Notre analyse est fondée, d'une part, sur les droits établis par contrat indicatifs fournis par TransCanada dans la demande relative au projet Énergie Est déposée auprès de l'ONÉ et, d'autre part, sur les estimations d'IHS concernant les tarifs de transport par pétrolier et par rail.

Tableau D1 : Coûts de transport du pétrole brut

Mode de transport	Origine ----> Destination	Coûts du transport (valeur en 2021 en dollars américains constants de 2014 par baril, arrondie)
Énergie Est – Pétrolier	Saint John → Côte américaine du golfe du Mexique	2,00 \$ US par baril – Source : Modèle de transport par pétrolier d'IHS. Dans l'hypothèse où le transport se fait par TGTB à partir de Saint John jusqu'à la CAGM et y compris les frais d'allège et autres frais applicables.
Énergie Est – Pétrolier	Saint John → Côte est	1,30 \$ US par baril – Source : Modèle de transport par pétrolier d'IHS. Dans l'hypothèse où le transport se fait par TGTB à partir de Saint John jusqu'à la côte est des États-Unis (Philadelphie) et y compris les frais d'allège et autres frais applicables.
Énergie Est – Pipeline	Alberta → Québec/Montréal	5,65 \$ US par baril (valeur nominale de 7,02 \$ CA) – En fonction des droits indicatifs fournis par TransCanada pour Énergie Est : tarif sur 20 ans entre Hardisty et Québec. Droits estimatifs arrondis. Taux de conversion en dollars canadiens présumé de 0,911 \$ CA/\$ US.

Tableau D1 : Coûts de transport du pétrole brut

Mode de transport	Origine ----> Destination	Coûts du transport (valeur en 2021 en dollars américains constants de 2014 par baril, arrondie)
Énergie Est – Pipeline	Alberta → Saint John	6,95 \$ US par baril (valeur nominale de 8,60 \$ CA) – En fonction des droits indicatifs fournis par TransCanada pour Énergie Est : tarif sur 20 ans entre Hardisty et Saint John. Droits estimatifs arrondis. Taux de conversion en dollars canadiens présumé de 0,911 \$ CA/\$ US.
Rail	Bassin de Williston → Saint John Bassin de Williston → PADD 1	16,05 \$ US et 12,20 \$ US par baril, respectivement – Source : IHS. Coûts totaux estimatifs, y compris le chargement ferroviaire, la location des wagons, le transport et le déchargement.

Source : IHS

1 **Est du Canada**

2 Aujourd'hui, la majeure partie de l'approvisionnement en pétrole brut dans l'est du Canada provient
 3 d'outre-mer. Les raffineries de la région sont équipées pour traiter du pétrole brut léger, comme
 4 l'indiquent les tableaux D2 et D3. Le tableau D4 indique le volume d'approvisionnement provenant de
 5 sources intérieures par rapport au volume importé d'outre-mer.

Tableau D2 : Capacité de raffinage dans l'est du Canada (2014)

Raffinerie	Capacité	
	nominale (milliers de b/j)	Type de raffinerie
Énergie Valero Inc. – Lévis (Saint-Romuald)	265,0	Craquage
Suncor Énergie Inc. – Montréal	137,0	Craquage
Irving Oil Ltd. – Saint John	298,8	Craquage
North Atlantic Refining Ltd. – Come by Chance**	114,9	Craquage
Capacité de raffinage totale dans l'est du Canada	815,7	

Source : ACP, *Statistical Handbook* (avril 2015)

*L'est du Canada comprend les provinces de Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve.

**Come by Chance n'aurait pas directement accès à Énergie Est. L'approvisionnement devrait être livré par pétrolier à partir de Saint John; par conséquent, le coût du brut transporté par Énergie Est serait plus élevé pour cette raffinerie que pour les autres raffineries.

6

7

Tableau D3 : Consommation de brut dans l'est du Canada

Type de brut	Consommation en	Consommation
	2013 (milliers de b/j)	en 2014 (milliers de b/j)
Léger non corrosif	550	494
Léger corrosif	186	131
Lourd	43	67
Consommation totale de brut dans l'est du Canada	779	692

Source : IHS, *Statistique Canada*

Note : L'est du Canada comprend les provinces de Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve.

8

Tableau D4 : Consommation de brut dans l'est du Canada par source d'approvisionnement (2014)

Type de brut	Consommation (milliers de b/j)
Importations d'outre-mer de pays étrangers	294
Importations des États-Unis	288
Sources canadiennes	110
Consommation de brut totale dans l'est du Canada	692

Source : IHS, Statistique Canada

Note : L'est du Canada comprend les provinces de Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve.

1 Le pipeline Énergie Est offre aux raffineries de l'est du Canada une solution de transport de pétrole
2 brut léger et lourd moins coûteuse que le transport ferroviaire. Le projet d'inversion de la ligne 9
3 d'Enbridge permet de transporter l'offre de l'Ouest en Ontario et à Montréal, mais ne se rend pas à
4 Lévis (Saint-Romuald) ou à Saint John.

5 ***Le pétrole brut léger livré par Énergie Est est avantageux financièrement pour les***
6 ***raffineries de l'est du Canada.***

7 Si du pétrole brut ne peut être livré par le pipeline Énergie Est, les raffineries de la côte est devront
8 vraisemblablement consommer un volume similaire de brut provenant du bassin de Williston et de
9 l'Ouest canadien qui leur serait livré par rail. Nous estimons le coût de livraison du pétrole brut à partir
10 du bassin de Williston ou de l'Ouest canadien jusqu'à Saint John à environ 16,00 \$ US par baril. Avec
11 Énergie Est, nous estimons le coût de transport du brut entre le bassin de Williston ou l'Alberta et
12 Saint John à 6,95 \$ US par baril (voir le tableau D1 pour hypothèses relatives aux coûts). Par
13 conséquent, en comparaison du transport ferroviaire, la livraison de brut par Énergie Est représente
14 pour les raffineries de l'est du Canada un avantage financier correspondant à la différence entre le
15 coût du transport ferroviaire et le coût du transport par pipeline, soit environ 9,00 \$ US par baril¹⁰.

16 ***Le pétrole brut lourd livré par Énergie Est est avantageux financièrement pour les***
17 ***raffineries de l'est du Canada.***

18 Le prix du pétrole brut lourd en Alberta est établi en fonction du prix à payer pour le dernier baril
19 produit afin d'équilibrer le marché. Nous prévoyons que la capacité pipelinère dépassera l'offre de
20 l'Ouest canadien destinée à l'exportation après 2017 si tous les projets sont réalisés comme prévu. À
21 ce moment-là, les prix du pétrole brut lourd en Alberta correspondraient aux prix en vigueur sur la côte
22 américaine du golfe du Mexique moins les coûts de transport par pipeline. En même temps, les prix

¹⁰ Nous avons calculé la différence entre le coût du transport ferroviaire de 16,00 \$ par baril et le coût du transport par pipeline de 7,00 \$ par baril.

1 dans l'est du Canada correspondraient aux prix en vigueur en Alberta plus les coûts de transport (voir
2 le tableau D1 pour des hypothèses relatives aux coûts).

- 3 • **Prix en Alberta** – Dans l'hypothèse où le prix du pétrole brut lourd sur la côte américaine du golfe
4 du Mexique est de 100 \$ US par baril, le prix en Alberta correspondrait au prix en vigueur sur la
5 côte américaine du golfe du Mexique moins les coûts de transport estimatifs de 11,00 \$ US par
6 baril, soit 89,00 \$ US par baril.
- 7 • **Prix à Saint John** – Dans l'hypothèse où Énergie Est existe, le prix du pétrole brut lourd à
8 Saint John correspondrait au prix en vigueur en Alberta (89,00 \$ US par baril) plus les coûts de
9 transport de 7,00 \$ US par baril, soit 96,00 \$ US par baril (comparativement à 100 \$ par baril sur
10 la côte américaine du golfe du Mexique).

11 Ainsi, pour le pétrole brut lourd, les raffineries de l'est du Canada pourraient acheter du brut à
12 Saint John pour 4,00 \$ US de moins par baril que le prix du brut sur la côte américaine du golfe du
13 Mexique. D'après notre hypothèse selon laquelle le coût de transport de l'Alberta à Québec serait
14 inférieur au coût de transport de l'Alberta à Saint John (5,65 \$ US par baril au lieu de 7,00 \$ US par
15 baril), l'avantage sur le plan des coûts à Québec serait supérieur de plus de 1,00 \$ US par baril.

16 Côte est des États-Unis

17 Aujourd'hui, l'approvisionnement en pétrole brut sur la côte est des États-Unis provient du Canada,
18 d'outre-mer et de sources intérieures. Les raffineries de la région sont presque toutes équipées pour
19 traiter du pétrole léger, comme l'indiquent les tableaux D5 et D6. Le tableau D7 indique le volume
20 d'approvisionnement provenant de sources intérieures par rapport au volume importé d'outre-mer.

Tableau D5 : Capacité de raffinage sur la côte est des États-Unis (2015)*

Raffinerie	Capacité nominale (milliers de b/j)	Type de raffinerie
Delaware City Refining Co LLC – Delaware	182,2	Cokéfaction
Phillips 66 Company – Linden	238,0	Craquage
Paulsboro Refining Co LLC – Paulsboro	160,0	Cokéfaction
Axeon Specialty Products LLC – Paulsboro	38,0	Bitume
Philadelphia Energy Solutions – Philadelphie	335,0	Craquage
Monroe Energy LLC – Trainer	185,0	Craquage
United Refining Co. – Warren	65,0	Craquage
Capacité de raffinage totale sur la côte est des États-Unis	1 203,2	

Source : EIA,

*Il existe deux autres raffineries intérieures qui ne sont pas incluses car, selon nous, celles-ci n'auraient pas accès au brut livré par pétrolier à partir d'Énergie Est : American Refining Group (Bradford), raffinerie de distillation atmosphérique/produisant du lubrifiant d'une capacité de 11 000 b/j, et Ergon West Virginia Inc. (Newell), raffinerie de

distillation atmosphérique/produisant du lubrifiant d'une capacité de 22 300 b/j. De plus, une capacité de 32 000 b/j est considérée comme « inutilisée » à l'installation d'Axeon et n'est pas incluse.

1

Tableau D6 : Consommation de pétrole brut sur la côte est des États-Unis par type de brut (2014)

Type de brut	Consommation (milliers de b/j)
Léger non corrosif/condensats séparés	785
Léger corrosif	127
Lourd	176
<hr/>	
Consommation totale de brut sur la côte est des États-Unis	1 088

Source : IHS, EIA

Note : L'est du Canada comprend les provinces de Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve.

Tableau D7 : Consommation de brut sur la côte est des États-Unis par source d'approvisionnement (2014)

Provenance du brut	Consommation (milliers de b/j)
Canada	283
Importations d'outre-mer de pays étrangers	359
Sources intérieures américaines	447
<hr/>	
Consommation totale de brut sur la côte est des États-Unis	1 088

Source : IHS, EIA

2 D'après le modèle de transport par pétrolier d'IHS, nous estimons le coût de transport du brut par
 3 pétrolier sur la côte est des États-Unis à partir de Saint John à environ 1,30 \$ US par baril (selon les
 4 données de 2021, y compris les frais d'allège et autres frais applicables), ce qui réduit d'autant
 5 l'avantage sur le plan des coûts pour les raffineries de la côte est des États-Unis (en comparaison des
 6 raffineries de l'est du Canada). Par conséquent, le pétrole brut léger non corrosif sur la côte est des
 7 États-Unis devrait coûter 4,00 \$ US de moins par baril que s'il était transporté par rail à partir du
 8 bassin de Williston. Suivant la même logique, les raffineries de la côte est des États-Unis paieraient le
 9 pétrole brut lourd 4,00 \$ US de moins par baril que les raffineries de la côte américaine du golfe du
 10 Mexique.

1 Côte américaine du golfe du Mexique

2 L'industrie du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique est complexe et consomme tous les
3 types de brut, comme l'indiquent les tableaux D8 et D9. Le tableau D10 indique le volume
4 d'approvisionnement provenant de sources intérieures par rapport aux volumes importés d'outre-mer
5 et du Canada.

Tableau D8 : Configuration des raffineries sur la côte américaine du golfe du Mexique (2015)

Type de raffinerie	Capacité (milliers de b/j)	Pourcentage du total
Cokéfaction	7 401	80 %
Craquage	1 459	16 %
Distillation-reformage	154	2 %
Distillation atmosphérique/bitume	203	2 %
Total	9 217	

Source : EIA

Tableau D9 : Consommation de brut sur la côte américaine du golfe du Mexique par type de brut (2014)

Type de brut	Consommation (milliers de b/j)
Léger non corrosif/condensats séparés	3 980
Léger corrosif	2 031
Lourd	2 253
Consommation totale de brut sur la côte américaine du golfe du Mexique	8 264

Source : IHS, EIA

Tableau D10 : Consommation de brut sur la côte américaine du golfe du Mexique par source d'approvisionnement (2014)

Type de brut	Consommation (milliers de b/j)
Canada	259
Importations d'outre-mer de pays étrangers	2 993
Sources intérieures américaines	5 012
Consommation totale de brut sur la côte américaine du golfe du Mexique	8 264

Source : IHS, EIA

1 La côte américaine du golfe du Mexique est un important centre de raffinage de pétrole brut lourd et,
 2 comme les raffineries de cokéfaction devraient à notre avis faire plus de profit en traitant du pétrole
 3 brut lourd, nous ne nous attendons pas à ce que le surplus de pétrole brut léger non corrosif en
 4 Amérique du Nord ait une incidence importante sur le marché du pétrole brut lourd. Aujourd'hui, le
 5 Mexique et le Venezuela sont les plus grands fournisseurs. Au cours de la période visée par nos
 6 prévisions, nous croyons que les importations américaines de pétrole mexicain et vénézuélien
 7 diminueront, alors que l'approvisionnement en pétrole brut lourd canadien augmentera (voir le
 8 tableau D11).

9

Tableau D11 : Prévision du volume d'approvisionnement en pétrole brut lourd futur sur la côte américaine du golfe du Mexique par source d'approvisionnement

Type de brut	Volume	Volume
	d'approvisionnement	d'approvisionnement
	en 2014	en 2030
	(milliers de b/j)	(milliers de b/j)
Canada	238	1 100
Mexique	658	195
Venezuela	1 026	647
Autres sources	332	429
Consommation totale de pétrole brut lourd sur la CAGM	2 253	2 371

Source : IHS, EIA

1 Europe

2 Une fois qu'Énergie Est sera en service, le pétrole brut de l'Ouest canadien pourra être expédié par
3 pétrolier en Europe. Bien que les raffineries européennes soient pour la plupart équipées pour traiter
4 du pétrole brut léger, certaines sont dotées d'une capacité de cokéfaction leur permettant de
5 consommer du pétrole brut lourd, comme l'indiquent les tableaux D12 et D13.

Tableau D12 : Configuration des raffineries européennes (2015)

Type de raffinerie	Capacité (milliers de b/j)	Pourcentage du total
Cokéfaction	2 988	20 %
Craquage	9 240	61 %
Distillation-reformage	1 673	11 %
Distillation atmosphérique/bitume	1 368	9 %
Total	15 268	100 %

Source : Enquête sur l'industrie du raffinage publiée dans l'Oil and Gas Journal

**Tableau D13 : Consommation de brut en Europe par type
(2014)**

Type de brut	Consommation (Mb/j)
Léger non corrosif	5,1
Léger corrosif	5,6
Lourd	0,9
Consommation totale de brut en Europe	11,6

Source : IHS

6 Saint John est 19 % à 64 % plus proche de l'Europe que les autres sources d'approvisionnement en
7 pétrole brut lourd de l'Europe (voir le tableau D14).
8 Notre analyse démontre que le coût de transport du brut par pétrolier de Saint John à l'Europe serait
9 comparable, voire inférieur, au coût de transport du brut de Saint John à la côte américaine du golfe
10 du Mexique (voir le tableau D15).

Tableau D14 : Distances marines

Origine	Destination	Distance (milles marins)	Pourcentage de proximité supérieure de Saint John par rapport à l'Europe
Saint John, NB	Carthagène, Espagne	3 218	
Cayo Arcas, Mexique	Carthagène, Espagne	5 019	56 %
Puerto La Cruz, Venezuela	Carthagène, Espagne	3 836	19 %
Saint John, NB	Rotterdam, Pays-Bas	3 071	
Cayo Arcas, Mexique	Rotterdam, Pays-Bas	5 047	64 %
Puerto La Cruz, Venezuela	Rotterdam, Pays-Bas	4 203	37 %

Source : *Worldscale Association*

1

Tableau D15 : Aperçu du fret maritime pour l'Europe (2021)*

Origine	Destination	Taille du pétrolier	Fret (en dollars américains constants de 2014 par baril)	Delta de la CAGM (en dollars américains constants de 2014 par baril)
Saint John, NB	Houston, TX	TGTB	2,01	--
Saint John, NB	Rotterdam, Pays-Bas	TGTB	1,61	(0,39)
Saint John, NB	Carthagène, Espagne	TGTB	1,74	(0,27)

Source : *IHS*

*Les frais additionnels liés au transport ne sont pas inclus. Les coûts en 2021 ont été utilisés parce qu'ils représentent mieux les prévisions à long terme. L'estimation pour la CAGM repose sur l'hypothèse que le transport par pétrolier se fait entièrement dans la zone de contrôle des émissions et nécessite donc du carburant à plus faible teneur en soufre qui coûte plus cher que celui utilisé pour les autres expéditions destinées à l'Europe.

2 Inde

3 En plus d'être exporté sur les marchés européens, le brut canadien pourrait également être exporté de
4 Saint John à l'Inde. L'industrie du raffinage en Inde est plus complexe que celle de l'Europe. Les
5 tableaux D16 et D17 indiquent la capacité de raffinage et les types de brut consommés.

Tableau D16 : Configuration des raffineries indiennes (2015)

Type de raffinerie	Capacité (milliers de b/j)	Pourcentage du total
Cokéfaction	3 056	67 %
Craquage	1 304	29 %
Distillation-reformage	22	0 %
Distillation atmosphérique/bitume	194	4 %
Total	4 576	100 %

Source : Enquête sur l'industrie du raffinage publiée dans l'Oil and Gas Journal

1

Tableau D17 : Consommation de brut en Inde par type (2014)

Type de brut	Consommation (Mb/j)
Léger non corrosif	1,4
Léger corrosif	1,9
Lourd	1,4
Total	4,7

Source : IHS

2
3

1 Notre analyse donne à penser que, en moyenne, la livraison du brut par pétrolier de Saint John à
 2 l'Inde coûterait environ 2,00 \$ US de plus par baril que la livraison du brut sur la côte américaine du
 3 golfe du Mexique (voir le tableau D18).

Tableau D18 : Aperçu du fret maritime pour l'Inde (2021)*

Origine	Destination	Taille du pétrolier	Fret (en dollars américains constants de 2014 par baril)	Delta de la CAGM (en dollars américains constants de 2014 par baril)
Saint John, NB	Houston, TX	TGTB	2,01	--
Saint John, NB	Jamnagar, Inde	TGTB**	4,00	(1,99)

Source : IHS

*Les frais additionnels liés au transport ne sont pas inclus. Les coûts en 2021 ont été utilisés parce qu'ils représentent mieux les prix à long terme (les prix courants étant inférieurs). L'estimation pour la CAGM repose sur l'hypothèse que le transport par pétrolier se fait entièrement dans la zone de contrôle des émissions et nécessite donc du carburant à plus faible teneur en soufre qui coûte plus cher que celui utilisé pour les autres expéditions destinées à l'Europe.

**Dans l'hypothèse où le pétrolier est en charge au cap de Bonne Espérance et sur lest au canal de Suez.

4

1
2
3

Annexe E – Calcul des avantages bruts pour le secteur de la production (G\$ CA constants de 2014)

CALCUL DES AVANTAGES BRUTS POUR LE SECTEUR DE LA PRODUCTION												
(G\$ CA constants de 2014)												
Les avantages sont calculés sur la production de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien par rapport au scénario de référence où aucun projet n'est construit sauf les agrandissements ENB												
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Taux de change \$ US/ \$ CA	0,905	0,911	0,911	0,914	0,912	0,909	0,907	0,903	0,901	0,897	0,893	
Approvisionnement en pétrole brut lourd (Mb/j)	3 049	3 224	3 386	3 484	3 608	3 716	3 808	3 947	4 091	4 229	4 372	
Prix nets du mélange de Cold Lake (\$ CA constants de 2014)												
Scénario de référence	62,19	54,56	56,02	63,48	73,34	80,72	83,70	84,78	74,31	75,03	74,86	
Seulement Énergie Est	62,19	54,56	64,97	72,73	83,01	90,74	83,70	84,78	85,76	86,53	86,41	
Keystone XL+TMX+Gateway	71,15	63,36	64,97	72,73	83,01	90,74	93,95	95,22	96,30	97,19	97,17	
Tous les projets	71,15	63,36	64,97	72,73	83,01	90,74	93,95	95,22	96,30	97,19	97,17	
Avantages bruts par rapport au scénario de référence												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	11,1	11,8	12,7	13,6	0,0	0,0	17,1	17,8	18,4	
Keystone XL+TMX+Gateway	10,0	10,4	11,1	11,8	12,7	13,6	14,3	15,0	32,8	34,3	35,6	
Tous les projets	10,0	10,4	11,1	11,8	12,7	13,6	14,3	15,0	32,8	34,3	35,6	
Part des avantages attribuable à Énergie Est												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	11,1	11,8	12,7	13,6	0,0	0,0	17,1	17,8	18,4	
Keystone XL+TMX+Gateway	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Tous les projets	0,0	0,0	3,6	3,9	4,2	4,5	4,7	4,9	10,8	11,2	11,7	
Apport différentiel d'Énergie Est aux avantages												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	11,1	11,8	12,7	13,6	0,0	0,0	17,1	17,8	18,4	
Tous les projets	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2021-2040
Taux de change \$ US/ \$ CA	0,890	0,888	0,886	0,885	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	
Approvisionnement en pétrole brut lourd (Mb/j)	4 515	4 658	4 802	4 947	5 096	5 241	5 377	5 513	5 649	5 792	5 935	
Prix nets du mélange de Cold Lake (\$ CA constants de 2014)												
Scénario de référence	74,43	73,32	72,17	72,31	72,36	73,02	73,04	73,48	74,45	76,45	77,79	
Seulement Énergie Est	86,02	84,93	83,80	83,96	84,02	73,02	73,04	73,48	74,45	76,45	77,79	
Keystone XL+TMX+Gateway	96,86	95,84	94,77	95,01	84,02	84,68	84,70	85,15	86,12	88,11	89,45	
Tous les projets	96,86	95,84	94,77	95,01	95,15	95,91	96,00	96,53	97,60	99,74	101,20	
Avantages bruts par rapport au scénario de référence												
Seulement Énergie Est	19,1	19,7	20,4	21,0	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	204
Keystone XL+TMX+Gateway	37,0	38,3	39,7	41,0	21,7	22,3	23,0	23,5	24,1	24,7	25,3	502
Tous les projets	37,0	38,3	39,7	41,0	42,4	43,8	45,2	46,4	47,7	49,2	50,9	663
Part des avantages attribuable à Énergie Est												
Seulement Énergie Est	19,1	19,7	20,4	21,0	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	204
Keystone XL+TMX+Gateway	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
Tous les projets	12,1	12,6	13,0	13,4	13,9	14,4	14,8	15,2	15,7	16,1	16,7	217
Apport différentiel d'Énergie Est aux avantages												
Seulement Énergie Est	19,1	19,7	20,4	21,0	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	204
Tous les projets	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7	21,5	22,2	22,9	23,7	24,6	25,5	161

Calcul des avantages bruts pour le secteur de la production (G\$ US constants de 2014)

CALCUL DES AVANTAGES BRUTS POUR LE SECTEUR DE LA PRODUCTION

(G\$ US constants de 2014)

Les avantages sont calculés sur la production de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien par rapport au scénario de référence où aucun projet n'est construit sauf les agrandissements ENB

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Approvisionnement en pétrole brut lourd (Mb/j)	3 049	3 224	3 386	3 484	3 608	3 716	3 808	3 947	4 091	4 229	4 372	
Prix nets du mélange de Cold Lake (\$ US constants de 2014)												
Scénario de référence	56,31	49,70	51,01	58,02	66,89	73,36	75,88	76,55	66,94	67,28	66,81	
Seulement Énergie Est	56,31	49,70	59,16	66,47	75,70	82,46	75,88	76,55	77,25	77,59	77,12	
Keystone XL+TMX+Gateway	64,43	57,71	59,16	66,47	75,70	82,46	85,17	85,97	86,75	87,15	86,72	
Tous les projets	64,43	57,71	59,16	66,47	75,70	82,46	85,17	85,97	86,75	87,15	86,72	
Avantages bruts par rapport au scénario de référence												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	10,1	10,8	11,6	12,4	0,0	0,0	15,4	16,0	16,4	
Keystone XL+TMX+Gateway	9,0	9,5	10,1	10,8	11,6	12,4	12,9	13,6	29,6	30,8	31,8	
Tous les projets	9,0	9,5	10,1	10,8	11,6	12,4	12,9	13,6	29,6	30,8	31,8	
Part des avantages attribuable à Énergie Est												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	10,1	10,8	11,6	12,4	0,0	0,0	15,4	16,0	16,4	
Keystone XL+TMX+Gateway	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Tous les projets	0,0	0,0	3,3	3,5	3,8	4,1	4,2	4,5	9,7	10,1	10,4	
Apport différentiel d'Énergie Est aux avantages												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	10,1	10,8	11,6	12,4	0,0	0,0	15,4	16,0	16,4	
Tous les projets	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2021-2040
Approvisionnement en pétrole brut lourd (Mb/j)	4 515	4 658	4 802	4 947	5 096	5 241	5 377	5 513	5 649	5 792	5 935	
Prix nets du mélange de Cold Lake (\$ US constants de 2014)												
Scénario de référence	66,21	65,07	63,95	64,00	64,00	64,55	64,55	64,94	65,80	67,56	68,75	
Seulement Énergie Est	76,52	75,38	74,25	74,31	74,31	64,55	64,55	64,94	65,80	67,56	68,75	
Keystone XL+TMX+Gateway	86,16	85,06	83,97	84,09	74,31	74,85	74,85	75,25	76,11	77,87	79,06	
Tous les projets	86,16	85,06	83,97	84,09	84,15	84,78	84,84	85,31	86,26	88,14	89,43	
Avantages bruts par rapport au scénario de référence												
Seulement Énergie Est	17,0	17,5	18,1	18,6	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	183
Keystone XL+TMX+Gateway	32,9	34,0	35,2	36,3	19,2	19,7	20,3	20,7	21,3	21,8	22,4	447
Tous les projets	32,9	34,0	35,2	36,3	37,5	38,7	39,9	41,0	42,2	43,5	44,9	590
Part des avantages attribuable à Énergie Est												
Seulement Énergie Est	17,0	17,5	18,1	18,6	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	183
Keystone XL+TMX+Gateway	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
Tous les projets	10,8	11,1	11,5	11,9	12,3	12,7	13,1	13,4	13,8	14,3	14,7	193
Apport différentiel d'Énergie Est aux avantages												
Seulement Énergie Est	17,0	17,5	18,1	18,6	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	183
Tous les projets	0,0	0,0	0,0	0,0	18,3	19,0	19,7	20,2	20,9	21,7	22,5	142

1 **Annexe F – Curriculum vitae de William J. Sanderson**

2 **Formation**

3 Baccalauréat ès sciences en génie chimique de la Montana State University obtenu en 1976

4 **Poste actuel**

5 Vice-président, Recherche et consultation des marchés pétroliers et du secteur de l'énergie en aval
6 chez IHS Global Inc.

7 **Expérience de travail**

8 M. Sanderson est vice-président, Recherche et consultation des marchés pétroliers et du secteur de
9 l'énergie en aval chez IHS. Auparavant, il était président et chef de la direction de la société d'experts-
10 conseils Purvin & Gertz. Purvin & Gertz était une société d'experts-conseils indépendante dans le
11 secteur de l'énergie desservant des sociétés de pétrole, de produits pétrochimiques, de gaz naturel et
12 de liquides de gaz et que IHS Global Inc. a acquise en novembre 2011.

13 M. Sanderson possède une vaste expérience des aspects commerciaux, stratégiques et techniques
14 du secteur pétrolier en aval. Parmi ses fonctions de consultation figurent la direction des services
15 d'évaluation du pétrole brut de la société, l'analyse du marché pétrolier, notamment des études sur
16 l'établissement des prix du pétrole brut et des produits raffinés, une aide dans le cadre de fusions et
17 d'acquisitions d'entreprises liées au pétrole, l'analyse stratégique d'entreprise, des études de
18 faisabilité et de planification pour le raffinage ainsi que le témoignage d'expert dans des affaires
19 juridiques et réglementaires.

20 Après avoir obtenu un baccalauréat ès sciences en génie chimique de la Montana State University
21 en 1976, M. Sanderson a été à l'emploi de la division procédé d'UOP, détenteur d'une licence de
22 raffinage. En 1983, M. Sanderson s'est joint à Champlin Petroleum Company (maintenant Valero
23 Energy Corporation) à la raffinerie de Wilmington, en Californie, où il a occupé divers postes de
24 gestion technique et commerciale dont ceux de directeur du service des procédés et de directeur du
25 service de l'économie et de la planification.

26 En 1988, M. Sanderson s'est joint à Purvin & Gertz à ses bureaux de Long Beach, en Californie, où il
27 a été consulté sur divers sujets liés au pétrole par les clients de la société situés sur la côte Ouest et
28 en Asie-Pacifique. En 1996, il a été élu vice-président et a été transféré aux bureaux de la société à
29 Londres pour y diriger les activités de consultation de Purvin & Gertz en Europe, en Afrique et au
30 Moyen-Orient. Il a été élu au conseil d'administration de la société en 1997. En 1999, il a été transféré
31 des bureaux de Londres à ceux de Houston. Il a été élu président et chef de la direction de la société
32 en 2000. Il assumait le leadership à l'échelle mondiale en Recherche et consultation du secteur de
33 l'énergie en aval chez IHS lorsque Purvin & Gertz a été acquise par IHS. Il a occupé ces fonctions
34 jusqu'en mai 2014. M. Sanderson est actuellement vice-président d'IHS et, à ce titre, fait preuve d'un
35 leadership éclairé sur des sujets spécifiques.

1 **Importante expérience en consultation**

2 ***Services d'évaluation du pétrole brut***

3 M. Sanderson dirigeait auparavant les activités de consultation de la société sur l'évaluation du pétrole
4 brut et les banques de qualité (*quality banks*) de pipeline. Il a dirigé le développement et
5 l'administration de banques de qualité de pipelines de pétrole brut pour des réseaux aux États-Unis,
6 en Amérique du Nord et du Sud, en Afrique, en Europe et au Moyen-Orient. Il a dirigé l'évaluation de
7 nombreuses charges d'alimentation de pétrole brut et de condensats pour une gamme de clients
8 comprenant notamment des producteurs de pétrole brut, des raffineurs de pétrole et des sociétés de
9 commerce international. Il a dirigé des études sur les valeurs marchandes de plusieurs types de
10 pétroles bruts provenant de la mer du Nord, de l'Afrique, de l'Europe centrale et l'ancienne Union
11 soviétique, de l'Amérique du Nord et du Sud et de l'Extrême-Orient. M. Sanderson possède de
12 l'expérience notamment dans les domaines suivants :

- 13 ▪ M. Sanderson a dirigé de nombreuses études de marché sur des pétroles bruts à indice
14 d'acide total élevé produits dans la mer du Nord, en Afrique de l'Ouest, en Amérique du Sud
15 et dans des régions de l'Asie-Pacifique. Les études comportaient une évaluation de la valeur
16 marchande du pétrole brut, les documents concernant les problèmes de traitement, la
17 détermination des marchés optimaux, le repérage de clients probables, et des
18 recommandations concernant les stratégies de commercialisation à adopter pour maximiser la
19 valeur des pétroles bruts à indice d'acide total élevé.
- 20 ▪ M. Sanderson a effectué une étude de marché et une évaluation du pétrole brut provenant
21 d'une importante charge d'alimentation de pétrole brut produit dans la région de la mer
22 Caspienne en estimant la valeur du pétrole brut dans des marchés précis et en évaluant les
23 valeurs des rentrées nettes au moyen de nombreuses solutions de rechange pour le transport.
- 24 ▪ M. Sanderson a aidé un producteur indépendant à évaluer une nouvelle charge d'alimentation
25 de pétrole brut produit au large des côtes de l'Inde. Il a également aidé le producteur à
26 négocier un contrat de vente de pétrole brut à terme avec le gouvernement de l'Inde.
- 27 ▪ Au nom des producteurs, M. Sanderson a dirigé l'élaboration d'une méthodologie et de
28 procédures pour une banque de qualité d'un important réseau de pipeline de pétrole brut en
29 Amérique latine.
- 30 ▪ Au nom des producteurs et du ministère de l'énergie du pays hôte, M. Sanderson a dirigé
31 l'élaboration d'un système de banque de qualité d'un pipeline en vue de l'ajout d'une nouvelle
32 charge d'alimentation de pétrole brut dans un réseau de pipeline existant au Moyen-Orient.
- 33 ▪ M. Sanderson a aidé un producteur de pétrole brut et un exploitant de pipeline en Afrique de
34 l'Ouest à développer et à négocier des procédures pour une banque de qualité avec le
35 producteur d'un nouveau gisement dont la production sera mélangée avec la production
36 actuelle.

1 **Analyse du marché du pétrole**

2 Le secteur aval surveille et évalue de manière continue l'équilibre entre l'offre et la demande, la
3 structure des échanges et les relations entre les prix du pétrole brut et ceux des produits pétroliers sur
4 les principaux marchés mondiaux. M. Sanderson a dirigé l'évolution et l'analyse continue des
5 tendances des prix du pétrole et des prévisions des prix à long terme sur la côte ouest et la côte est
6 des États-Unis et en Europe, notamment le prix des carburants reformulés sur ces marchés. Il a
7 effectué des analyses des marchés et des prix spécifiques dans toutes les régions des États-Unis, de
8 l'Europe, de l'Asie et de l'Amérique latine, y compris les Caraïbes et des régions de l'Amérique du
9 Sud, pour divers clients.

10 **Analyse stratégique d'entreprise**

11 M. Sanderson a effectué de nombreuses études stratégiques pour de nouvelles entreprises
12 commerciales et d'importants projets ainsi que des évaluations stratégiques d'activités en cours pour
13 des clients du secteur pétrolier. M. Sanderson a analysé l'exploitation et la rentabilité future d'un
14 certain nombre d'installations de raffinage et de commercialisation tant pour le compte de sociétés
15 actives que d'institutions financières. Il a dirigé, pour des institutions financières, l'évaluation
16 indépendante de propositions de refinancement pour des entreprises de raffinage et de
17 commercialisation au détail, qui comprenait un examen indépendant du plan d'affaires de ces
18 sociétés, l'identification de solutions de rechange stratégiques probables et l'analyse indépendante de
19 la probabilité de réussite de l'opération envisagée à la lumière des changements à venir dans le
20 secteur pétrolier.

- 21 ▪ M. Sanderson a dirigé l'examen des politiques et des procédures d'achat de pétrole brut d'une
22 société de raffinage et de distribution comptant plusieurs raffineries en Amérique latine. Un
23 plan d'organisation détaillé a été élaboré pour mettre en oeuvre les recommandations.
- 24 ▪ Il a dirigé une évaluation stratégique des occasions à l'échelle mondiale dans le secteur du
25 transport du pétrole et des terminaux pétroliers pour le compte d'une importante société
26 pétrolière internationale. L'évaluation stratégique a mené au repérage et à la priorisation
27 d'occasions d'investissement dans de nombreux pays de l'Asie-Pacifique.
- 28 ▪ M. Sanderson a agi à titre de conseiller sur la politique énergétique concernant le raffinage,
29 l'offre et l'établissement des prix du pétrole brut ainsi que l'établissement des prix des produits
30 raffinés pour des entités gouvernementales au Chili, à Porto Rico, en Arabie saoudite et au
31 Koweït.
- 32 ▪ M. Sanderson a fourni des conseils commerciaux stratégiques à une grande société
33 indépendante de raffinage et de commercialisation en Amérique du Nord exerçant
34 d'importantes activités sur la côte est, y compris l'analyse de nouvelles occasions d'affaires et
35 de nouvelles acquisitions dans les secteurs du raffinage et de la distribution en Amérique du
36 Nord et en Europe, les aspects économiques des investissements en immobilisations et la
37 comparaison des activités actuelles et futures de cette société.

1 ***Fusions et acquisitions***

2 M. Sanderson a aidé des clients engagés dans des fusions et acquisitions d'actifs de raffinage, de
3 transport et de commercialisation au détail de pétrole tant pour le compte d'acheteurs que de
4 vendeurs. L'aide apportée dans le cadre d'acquisitions comprenait le repérage d'actifs potentiels,
5 l'évaluation d'installations spécifiques, la participation directe dans les négociations entourant l'achat
6 et le contrôle diligent. Les évaluations d'actifs de raffinage englobaient le développement de produits
7 du raffinage, la détermination des prix du pétrole brut et de produits en particulier ainsi que l'évaluation
8 d'autres conditions techniques et commerciales nécessaires à l'élaboration de projections réalistes
9 des flux de trésorerie. Il a analysé et évalué des terminaux pétroliers et des activités de transport et de
10 commercialisation au détail. Les évaluations effectuées comprenaient l'analyse des activités
11 commerciales, les projections des gains, l'examen matériel des installations et la détermination des
12 justes valeurs marchandes au moyen des flux de trésorerie et de méthodes d'évaluation fondées sur
13 les coûts et sur les marchés. Parmi les mandats qui lui ont été confiés figurent les suivants :

- 14 ▪ M. Sanderson a dirigé, pour le compte d'un acheteur potentiel, l'évaluation d'importants actifs
15 de raffinage et de commercialisation au détail sur la côte Ouest qui étaient vendus à la suite
16 d'une fusion. Le mandat comprenait l'évaluation à la juste valeur marchande de stations de
17 raffinage et de détail, l'inspection matérielle des installations et le contrôle diligent. Les
18 résultats de l'analyse ont été présentés au conseil d'administration de l'acheteur.
- 19 ▪ Il a dirigé l'évaluation d'un important complexe de raffinage en République populaire de Chine
20 pour le compte d'une grande société pétrolière intégrée. L'évaluation comprenait l'évaluation à
21 la juste valeur marchande, de nombreuses visites de l'installation afin d'évaluer l'état de
22 l'équipement de procédé, l'aide pendant la négociation de l'achat et le contrôle diligent.
- 23 ▪ M. Sanderson a effectué une analyse d'une société régionale européenne intégrée de
24 raffinage et de commercialisation pour le compte d'un acheteur potentiel. L'analyse
25 comprenait l'établissement de la juste valeur marchande de cette société, notamment les
26 actifs de raffinage, de distribution et de commercialisation au détail, les activités des pipelines
27 et les entreprises non liées à l'énergie.

28 ***Témoignage d'expert***

29 M. Sanderson a fourni un témoignage d'expert dans les affaires juridiques et réglementaires
30 suivantes :

31
32 Golden Gate Petroleum v. Martinez Terminals Ltd. – 1990
33 Pertes d'un terminal pétrolier
34 Superior Court of California, County of Contra Costa
35 Témoignage au procès

36

1 City of Long Beach v. Signal Hill Terminal Corporation – 1993
2 Valeur d'un terminal pétrolier
3 Déposition
4
5 Paramount Petroleum Corporation v. County of Los Angeles – 1995
6 Juste valeur marchande d'une raffinerie
7 Los Angeles County Tax Assessment Appeals Board
8
9 ARCO Products Company v. County of Los Angeles – 1996
10 Juste valeur marchande d'une raffinerie
11 Los Angeles County Tax Assessment Appeals Board
12
13 Ratheon-Catalytic, Inc. v. Gulf Chemical Corporation – 1998
14 Projection du revenu
15 Installation de produits chimiques à Porto Rico
16 U.S. District Court – Puerto Rico District
17 N° 96-1541
18 Déposition – Décembre 1998
19
20 South Tahoe Public Utility District v. Tosco Corporation, et al. – 2001/2002
21 Capacité de distribuer de l'essence à l'éthanol en Californie
22 Superior Court of California, County of San Francisco
23 N° 999128
24 Déposition – Juin 2001
25 Témoignage au procès – Février 2002
26
27 Communities for a Better Environment v. Unocal, et al. – 2001
28 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
29 Superior Court of California, City and County of San Francisco
30 N° 997013
31 Déclaration – Juillet 2001
32

1 Trans Alaska Pipeline System Quality Bank – de 1993 à 2007
2 U.S. Federal Regulatory Commission
3 N^{os} du greffe OR89-2-000, et al.
4 Regulatory Commission of Alaska
5 N^{os} du greffe P-89-2, et al.
6 Témoignage écrit – 1994, 1996, 1999, 2000, 2002, 2003, 2007
7 Dépôts – 2002, 2007
8 Témoignage oral – 2003, 2007
9
10 Crescenta Valley Water District v. ExxonMobil Corp., et al.
11 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
12 United States District Court for the Southern District of New York
13 Affaire N^o 07 Civ. 9453 (SAS)
14 Témoignage écrit – Septembre 2010
15 Déposition – Janvier 2011
16
17 Orange County Water District v. Unocal Corp., et al.
18 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
19 United States District Court for the Southern District of New York
20 Affaire N^o 05 Civ. 4968 (SAS)
21 Témoignage écrit – Mai 2011
22 Déposition – Juillet 2011
23
24 City of Merced Redevelopment Agency v. ExxonMobil Corp., et al.
25 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
26 United States District Court for the Southern District of New York
27 Affaire N^o 08 Civ. 06306 (SAS)
28 Témoignage écrit – Mai 2011
29 Déposition – Juillet 2011
30
31 City of Merced v. Chevron U.S.A., Inc., et al.
32 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
33 Superior Court of California, County of Merced
34 Affaire N^o 148451
35 Témoignage écrit – Mai 2011
36 Déposition – Juillet 2011

Oléoduc Énergie Est Ltée

Modification de la Demande du Projet

Énergie Est

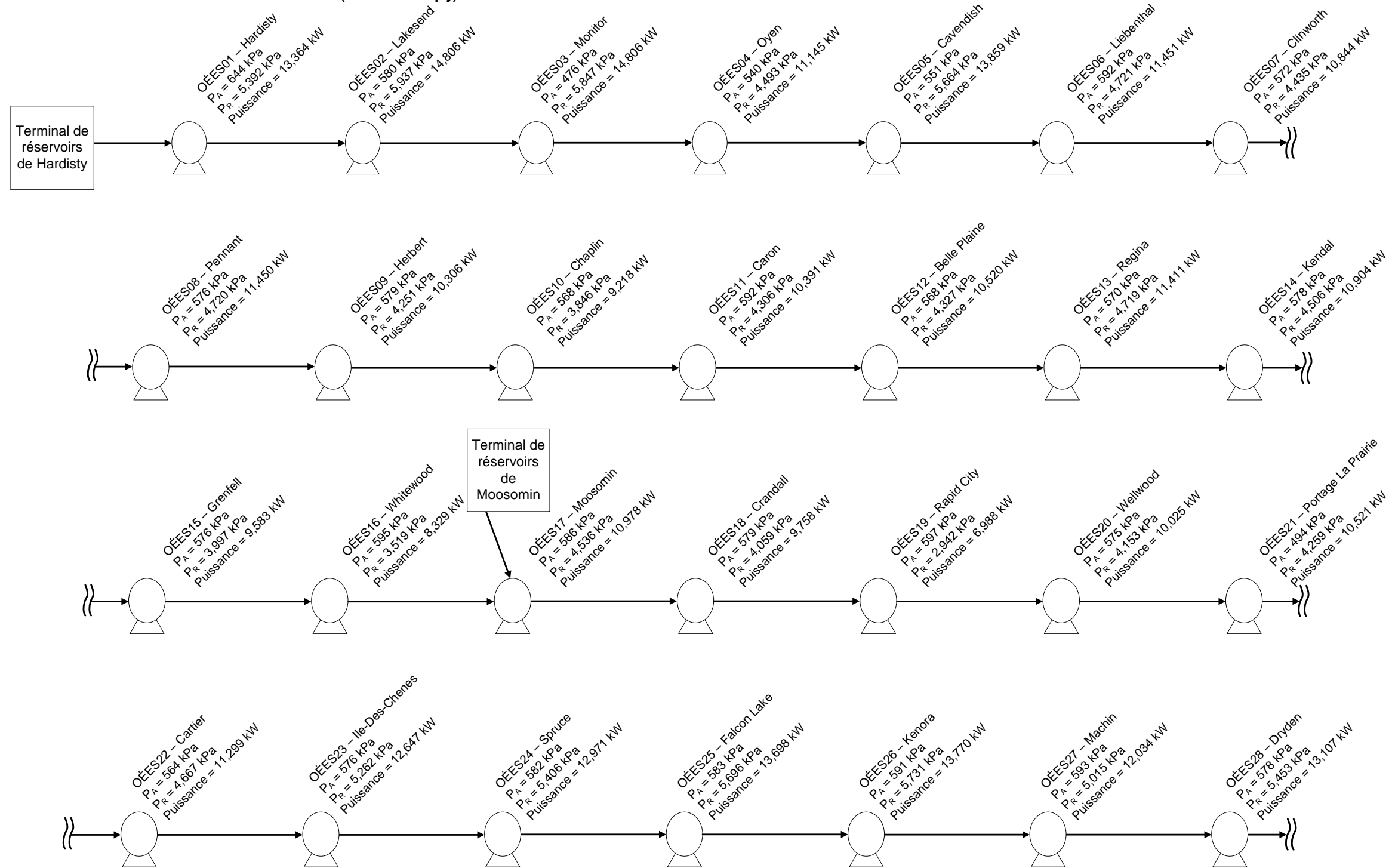
Volume 1: Modification de la Demande, aperçu,
justification et questions commerciales

Modification annexe Vol 1

Modification annexe Vol 1-15

Schéma du taux de débit nominal

Énergie Est - Schéma du taux de débit nominal (1 085 kbpj)

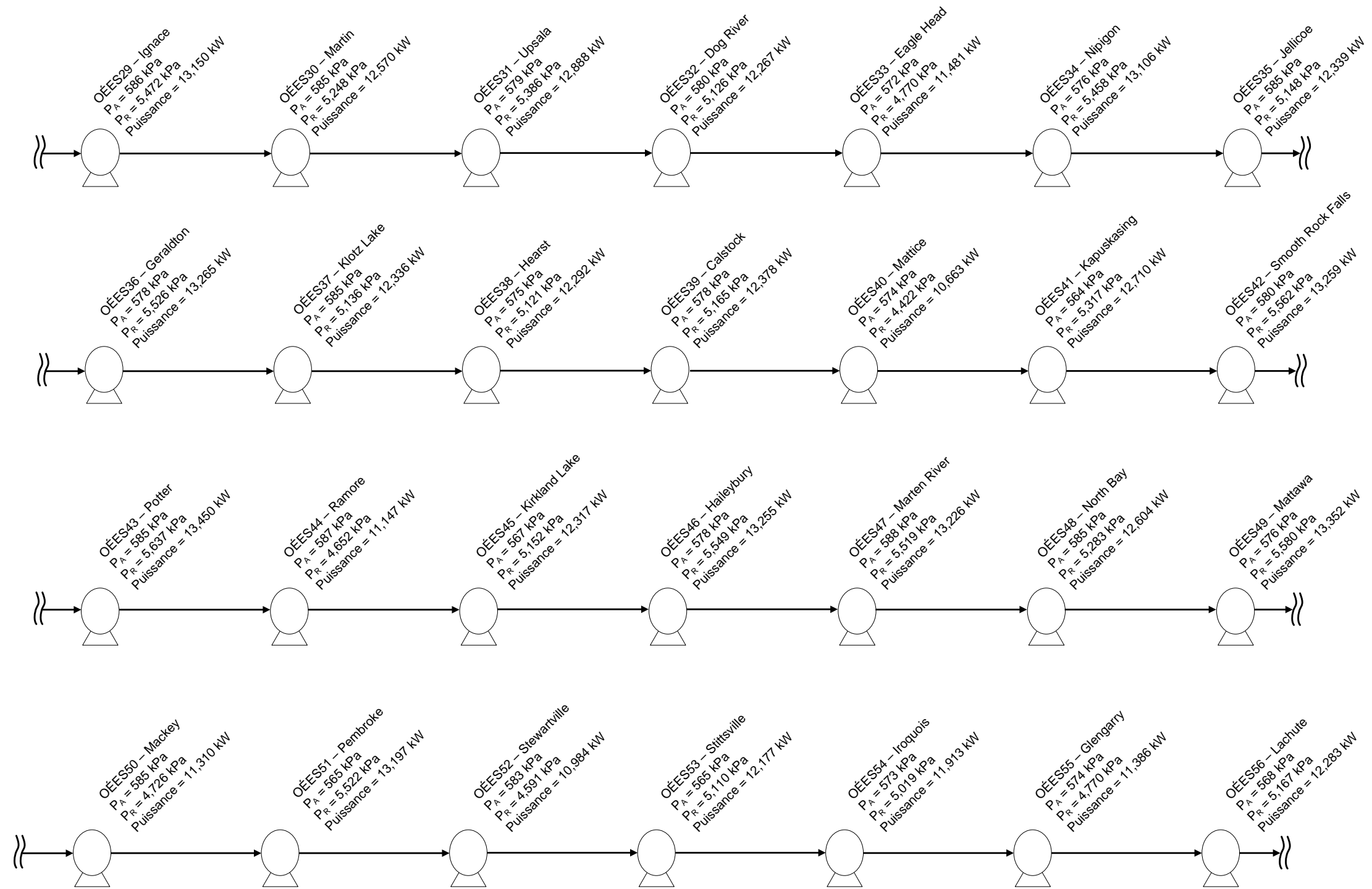


NOTES:

- 1) LE DÉBIT DE CHAQUE STATION DE POMPAGE EST DE 1 085 KBPJ
- 2) LES PRESSIONS INDIQUÉES SONT ÉTABLIES À LA LIMITE DE LA STATION DE POMPAGE
- 3) LES PUISSANCES INDIQUÉES CORRESPONDENT AU TOTAL DES PUISSANCES À L'ARBRE DE CHAQUE STATION DE POMPAGE
- 4) LES VALEURS PROVIENNENT DU TABLEAU DU RÉSUMÉ RÉV. 4 EE4721-TCPL-P-SUM-004 HYDRAULIC PUBLIÉ EN MAI 2015.

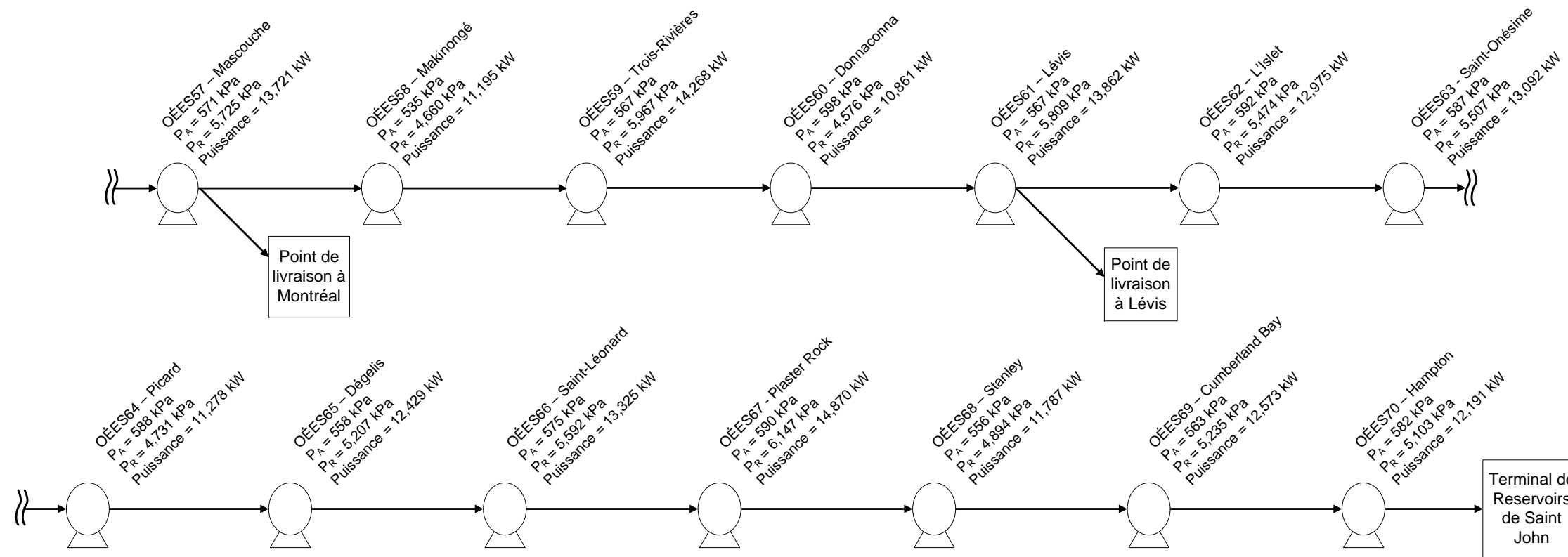
4	Délivré le	5 nov. 2015	CT
3	Délivré le	15 oct. 2015	CT
2	Délivré le	15 sept. 2015	CT
1	Délivré le	23 juin 2014	CD
0	Délivré pour examen le	20 juin 2014	CD
RÉV	DESCRIPTION	DATE	PAR
		Activités commerciales des Oléoducs	
DESSINÉ PAR Carla Twynam		DESCRIPTION Schéma du débit nominal d'Énergie Est	
DATE	DESSIN NO.	REV.	ÉCHELLE
5 nov. 2015	1 de 3	4	NAE

Énergie Est - Schéma du taux de débit nominal (1 085 kbpj)



4	Délivré le	5 nov. 2015	CT
3	Délivré le	15 oct. 2015	CT
2	Délivré le	15 sept. 2015	CT
1	Délivré le	23 juin 2014	CD
0	Délivré pour examen le	20 juin 2014	CD
RÉV	DESCRIPTION	DATE	PAR
		Activités commerciales des Oléoducs DESCRIPTION Schéma du débit nominal d'Énergie Est	
DESSINÉ PAR	DATE	DESSIN NO.	REV.
Carla Twynam	5 nov. 2015	2 de 3	4
ÉCHELLE	NAE		

Énergie Est - Schéma du taux de débit nominal (1 085 kbpj)



NOTES:
 1) LE DÉBIT DE CHAQUE STATION DE POMPAGE EST DE 1 085 KBPJ
 2) LES PRESSIONS INDICUÉES SONT ÉTABLIES À LA LIMITE DE LA STATION DE POMPAGE
 3) LES PUISSANCES INDICUÉES CORRESPONDENT AU TOTAL DES PUISSANCES À L'ARBRE DE CHAQUE STATION DE POMPAGE
 4) LES VALEURS PROVIENNENT DU TABLEAU DU RÉSUMÉ RÉV. 4 EE4721-TCPL-P-SUM-004 HYDRAULIC PUBLIÉ EN MAI 2015.

4	Déjà le	5 nov. 2015	CT
3	Déjà le	15 oct. 2015	CT
2	Déjà le	15 sept. 2015	CT
1	Déjà le	23 juin 2014	CD
0	Déjà pour examen le	20 juin 2014	CD
RÉV	DESCRIPTION	DATE	PAR
 TransCanada <i>In business to deliver</i>		Activités commerciales des Oléoducs DESCRIPTION Schéma du débit nominal d'Énergie Est	
DESSINÉ PAR	DATE	DESSIN NO.	REV.
Carla Twynam	5 nov. 2015	3 de 3	4
ÉCHELLE	NAE		

Oléoduc Énergie Est Ltée

Modification de la Demande du Projet

Énergie Est

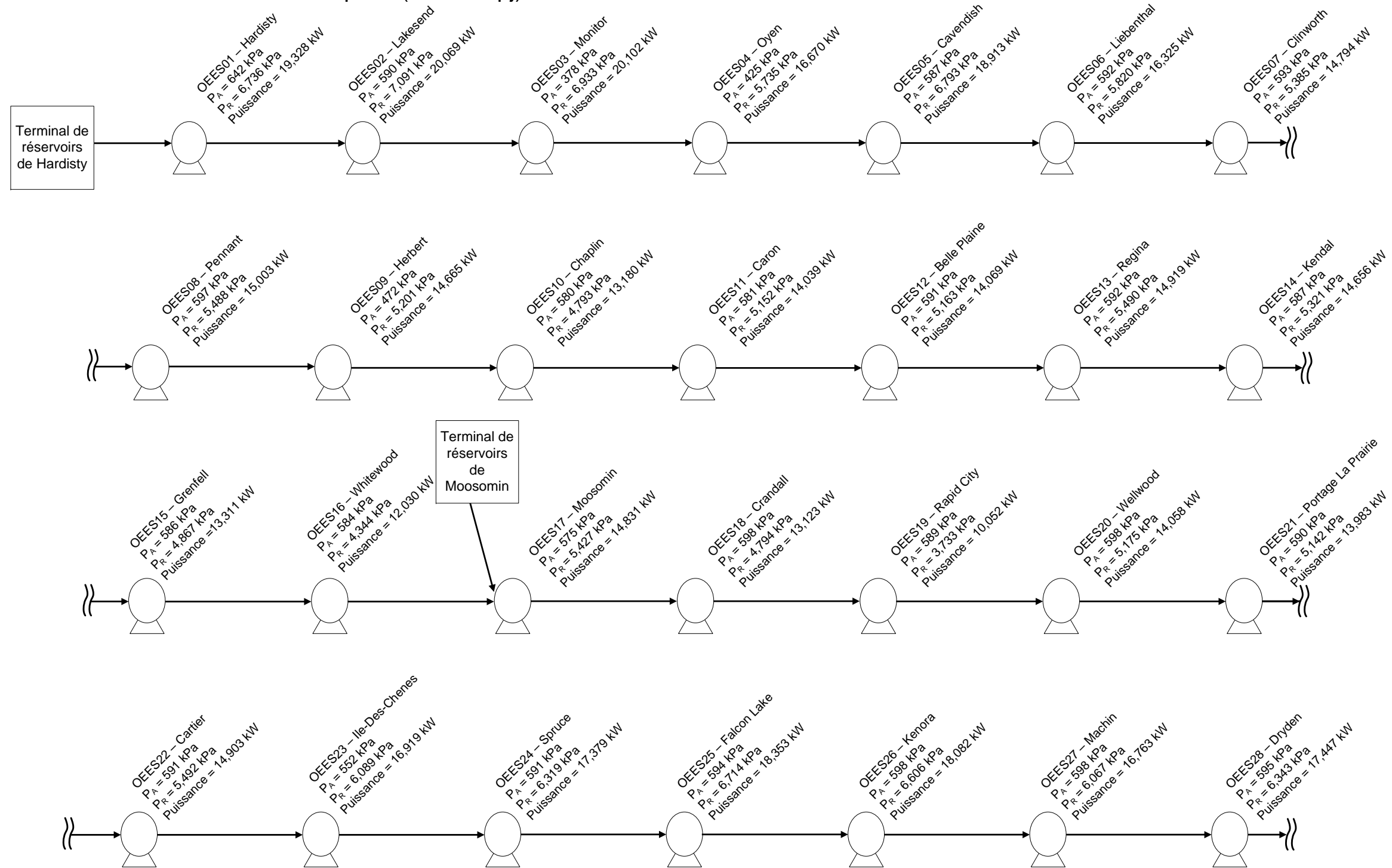
Volume 1: Modification de la Demande, aperçu,
justification et questions commerciales

Modification annexe Vol 1

Modification annexe Vol 1-16

Schéma du taux de débit de conception

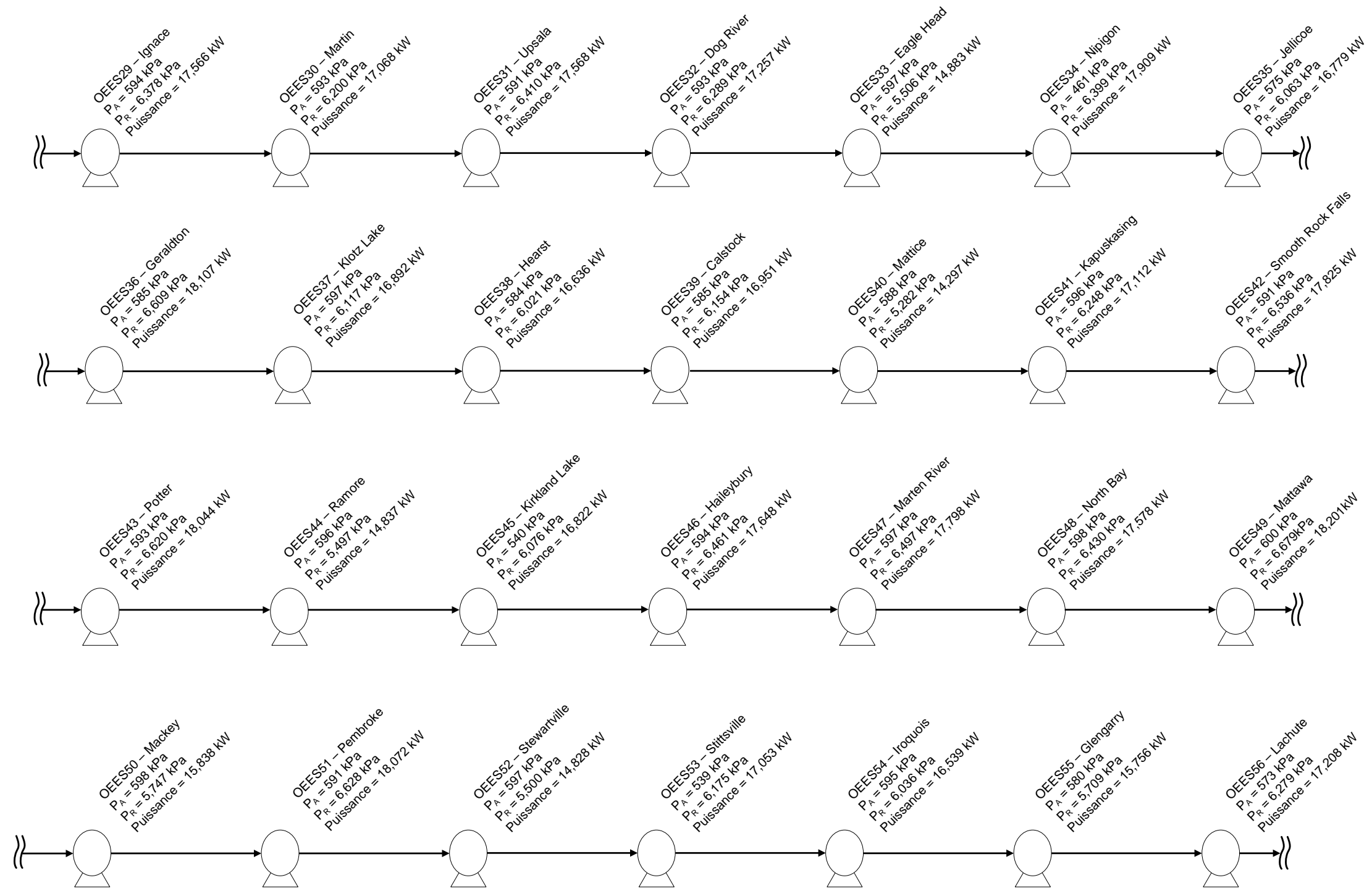
Énergie Est - Schéma du taux de débit de conception (1 250 kbpj)



NOTES:
 1) LE DÉBIT DE CHAQUE STATION DE POMPAGE EST DE 1 250 KBPJ
 2) LES PRESSIONS INDIQUÉES SONT ÉTABLIES À LA LIMITE DE LA STATION DE POMPAGE
 3) LES PUISSANCES INDIQUÉES CORRESPONDENT AU TOTAL DES PUISSANCES À L'ARBRE DE CHAQUE STATION DE POMPAGE
 4) LES VALEURS PROVIENNENT DU TABLEAU DU RÉSUMÉ RÉV. 4 EE4721-TCPL-P-SUM-004 HYDRAULIC PUBLIÉ EN MAI 2015.

4	Délivré le	3 nov. 2015	CT	
3	Délivré le	15 oct. 2015	CT	
2	Délivré le	15 sept. 2015	CT	
1	Délivré le	23 juin 2014	CD	
0	Délivré pour examen le	20 juin 2014	CD	
RÉV	DESCRIPTION	DATE	PAR	
		Activités commerciales des Oléoducs DESCRIPTION Schéma du débit de conception d'Énergie Est		
DESSINÉ PAR	DATE	DESSIN NO.	REV.	ÉCHELLE
Carla Twynam	3 nov. 2015	1 de 3	4	NAE

Énergie Est - Schéma du taux de débit de conception (1 250 kbpj)

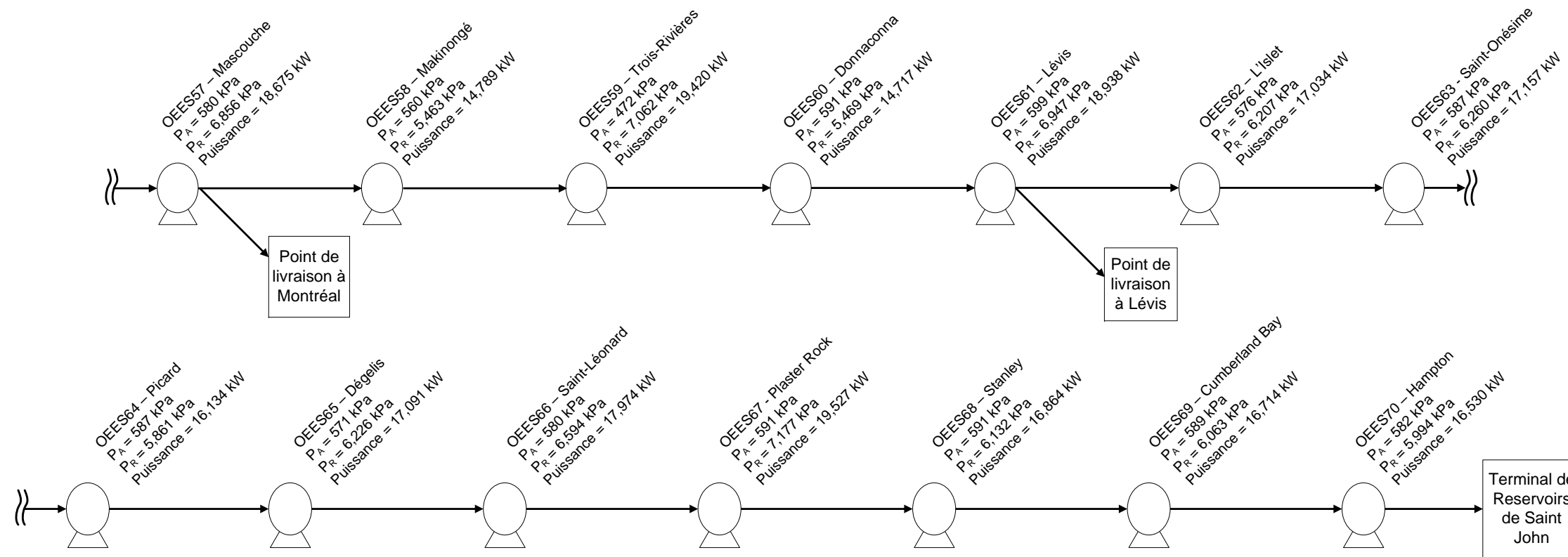


NOTES:

- 1) LE DÉBIT DE CHAQUE STATION DE POMPAGE EST DE 1 250 KBPJ
- 2) LES PRESSIONS INDICQUÉES SONT ÉTABLIES À LA LIMITE DE LA STATION DE POMPAGE
- 3) LES PUISSANCES INDICQUÉES CORRESPONDENT AU TOTAL DES PUISSANCES À L'ARBRE DE CHAQUE STATION DE POMPAGE
- 4) LES VALEURS PROVIENNENT DU TABLEAU DU RÉSUMÉ RÉV. 4 EE4721-TCPL-P-SUM-004 HYDRAULIC PUBLIÉ EN MAI 2015.

4	Délivré le	3 nov. 2015	CT
3	Délivré le	15 oct. 2015	CT
2	Délivré le	15 sept. 2015	CT
1	Délivré le	23 juin 2014	CD
0	Délivré pour examen le	20 juin 2014	CD
RÉV	DESCRIPTION	DATE	PAR
		Activités commerciales des Oléoducs	
DESSINÉ PAR Carla Twynam		DESCRIPTION Schéma du débit de conception d'Énergie Est	
DATE	DESSIN NO.	REV.	ÉCHELLE
3 nov. 2015	2 de 3	4	NAE

Énergie Est - Schéma du taux de débit de conception (1 250 kbpj)



NOTES:
 1) LE DÉBIT DE CHAQUE STATION DE POMPAGE EST DE 1 250 KBPJ
 2) LES PRESSIONS INDICUÉES SONT ÉTABLIES À LA LIMITE DE LA STATION DE POMPAGE
 3) LES PUISSANCES INDICUÉES CORRESPONDENT AU TOTAL DES PUISSANCES À L'ARBRE DE CHAQUE STATION DE POMPAGE
 4) LES VALEURS PROVIENNENT DU TABLEAU DU RÉSUMÉ RÉV. 4 EE4721-TCPL-P-SUM-004 HYDRAULIC PUBLIÉ EN MAI 2015.

4	Déjà le	3 nov. 2015	CT
3	Déjà le	15 oct. 2015	CT
2	Déjà le	15 sept. 2015	CT
1	Déjà le	23 juin 2014	CD
0	Déjà pour examen le	20 juin 2014	CD
RÉV	DESCRIPTION	DATE	PAR
		Activités commerciales des Oléoducs DESCRIPTION Schéma du débit de conception d'Énergie Est	
DESSINÉ PAR	DATE	DESSIN NO.	REV.
Carla Twynam	3 nov. 2015	3 de 3	4
ÉCHELLE	NAE		