

## 6.0 GAZ NATUREL - COMMERCIAL

### 6.1 APERÇU DE L'APPROVISIONNEMENT

Les zones de gaz de schiste Marcellus et Utica, dans le nord-est des États-Unis, et le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) devraient faire partie des principales sources d'approvisionnement en gaz du triangle de l'Est.

Le BSOC est traditionnellement une importante source d'approvisionnement pour les marchés de l'est du Canada. L'émergence d'un nouvel approvisionnement abondant provenant des zones de gaz de schiste Marcellus et Utica, dans le nord-est des États-Unis, a considérablement modifié la circulation du gaz établie au fil des décennies. L'approvisionnement en gaz dans le nord-est des États-Unis, région qui constitue traditionnellement un marché clé pour TransCanada, a connu une forte croissance et, en plus de répondre à la demande locale, a remplacé et devrait continuer à remplacer les importations de gaz provenant de régions comme la côte du golfe du Mexique et le BSOC en raison des bénéfices économiques associés à son développement et des avantages liés à sa proximité géographique.

TransCanada a formulé des prévisions de production mises à jour depuis le dépôt de la Demande initiale. Les points saillants des modifications sont :

- Figure 6-2 — La figure « Ressources potentielles aux États-Unis » a été mise à jour afin d'inclure les plus récents résultats de l'évaluation de 2015 du US Potential Gas Committee, ce qui a permis d'ajouter des données relatives à l'année 2014.
- Figure 6-3 — La figure « Ressources de gaz de schiste potentielles par région » a été mise à jour afin d'inclure les plus récents résultats de l'évaluation de 2015 du US Potential Gas Committee, ce qui a permis d'ajouter des données relatives à l'année 2014.
- Figure 6-5 — La figure « Perspectives de la production des zones Marcellus et Utica » a été mise à jour afin de tenir compte des plus récents résultats des prévisions de production de TransCanada obtenus en mars 2015. Les prévisions de production d'Utica et de Marcellus réunies ont augmenté de 67,3 %, passant de  $572,2 \times 10^6 \text{m}^3$  ( $20,2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) à  $957,5 \times 10^6 \text{m}^3$  ( $33,8 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) pour l'année 2025.
- Figure 6-7 — La figure « Nombre de puits et production dans le BSOC » a été mise à jour afin d'inclure les données de 2014.
- Figure 6-8 — Des données de 2014 ont été ajoutées à la figure « Ressources récupérables restantes dans le BSOC » afin de tenir compte d'une révision du potentiel de production du bassin Cordova fondée sur une récente étude d'évaluation des ressources de juin 2015 intitulée « Évaluation des ressources de

l'enfoncement Cordova » qui a été préparée par Akindele Balogun du ministère du Développement du gaz naturel de la Colombie-Britannique.

- Figure 6-9 — La figure « Production du BSOC » a été mise à jour afin de tenir compte des plus récents résultats des prévisions de production de TransCanada obtenus en mars 2015. La production prévue a augmenté de 6,5 %, passant de 524,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (18,5 Gpi<sup>3</sup>/j) à 558,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (19,7 Gpi<sup>3</sup>/j) pour l'année 2030.
- Section 5.1.3 — « Approvisionnement en gaz au Canada » — La section portant sur la production de la région des basses-terres du Saint-Laurent a été supprimée en raison du moratoire sur le gaz de schiste à durée indéterminée qui a été imposé par le gouvernement du Québec en 2011. Aucun indice ne permet de croire que ce moratoire sera levé.

### 6.1.1 Production de gaz naturel en Amérique du Nord

La dynamique traditionnelle de l'offre et de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord a évolué en raison de l'application à grande échelle de technologies de forage horizontal et de fracturation hydraulique novatrices. Les nouvelles technologies de forage et de complétion, qui ont d'abord été utilisées dans la zone de gaz de schiste Barnett, ont permis à l'industrie de délaisser le forage de gisements ou de trappes d'hydrocarbures classiques, dont la prospection devenait de plus en plus difficile et coûteuse. L'industrie met maintenant l'accent sur l'exploitation de formations qui renferment de grandes quantités de gaz, sous forme de gisements continus de gaz de schiste non classique, et de formations de gaz étanches en Amérique du Nord. Les zones de gaz de schiste actuelles et potentielles en Amérique du Nord sont illustrées à la figure 6-1.

Les coûts du forage horizontal et de la fracturation en plusieurs étapes étaient initialement très élevés. Toutefois, les coûts d'approvisionnement ont diminué graduellement grâce à la mise en œuvre du forage sur socle, d'appareils de forage adaptés et d'équipement de complétion, conjuguée à des méthodes de développement fondées sur les principes de la production en série et à des économies d'échelle. L'industrie pétrolière et gazière en Amérique du Nord a récemment mis l'accent sur la mise en valeur de gaz riche en liquide contenu dans des formations à très faible perméabilité qui, en raison de l'absence de moyens techniques, ne pouvaient pas être exploitées il y a quelques années. En outre, l'exploitation de gisements de pétrole étanches, comme Bakken et Eagle Ford, a ajouté d'importantes quantités de gaz dissous à l'approvisionnement global.



Figure 6-1 : Zones de gaz de schistes en Amérique du Nord

Ces activités ont créé à l'échelle de l'Amérique du Nord un surplus de gaz en quête de débouchés. Les mouvements traditionnels entre les sources d'approvisionnement et les marchés ont été perturbés. L'augmentation de l'approvisionnement en Amérique du Nord a été tellement prononcée que de nombreux projets d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL), tant des projets de conversion sur la côte du golfe du Mexique que des projets entièrement nouveaux sur la côte de la Colombie-Britannique, ont été proposés afin de desservir de nouveaux marchés plus lucratifs, particulièrement en Asie.

### 6.1.2 Production potentielle aux États-Unis

Le gaz naturel connaît une renaissance aux États-Unis grâce au forage horizontal à long déport et à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Les estimations des ressources de gaz de schiste ont continué d'augmenter en parallèle avec les prévisions de croissance de la production. Depuis 2004, les estimations bisannuelles des ressources potentielles aux États-Unis publiées par le Potential Gas Committee ont augmenté considérablement, et ce presque exclusivement en raison des estimations

tenant compte des zones de gaz de schiste. La plus récente de ces estimations établit les ressources récupérables potentielles aux États-Unis (voir la figure 6-2) à environ  $71,24 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  ( $2\,515 \text{ Tpi}^3$ ), soit plus du double des estimations de 2004. La quasi-totalité des gains peut être attribuée à des augmentations dans la région de l'Atlantique (voir la Figure 6-3), qui s'explique surtout par la croissance du gaz de schiste dans les zones Marcellus et Utica (figure 6-4).

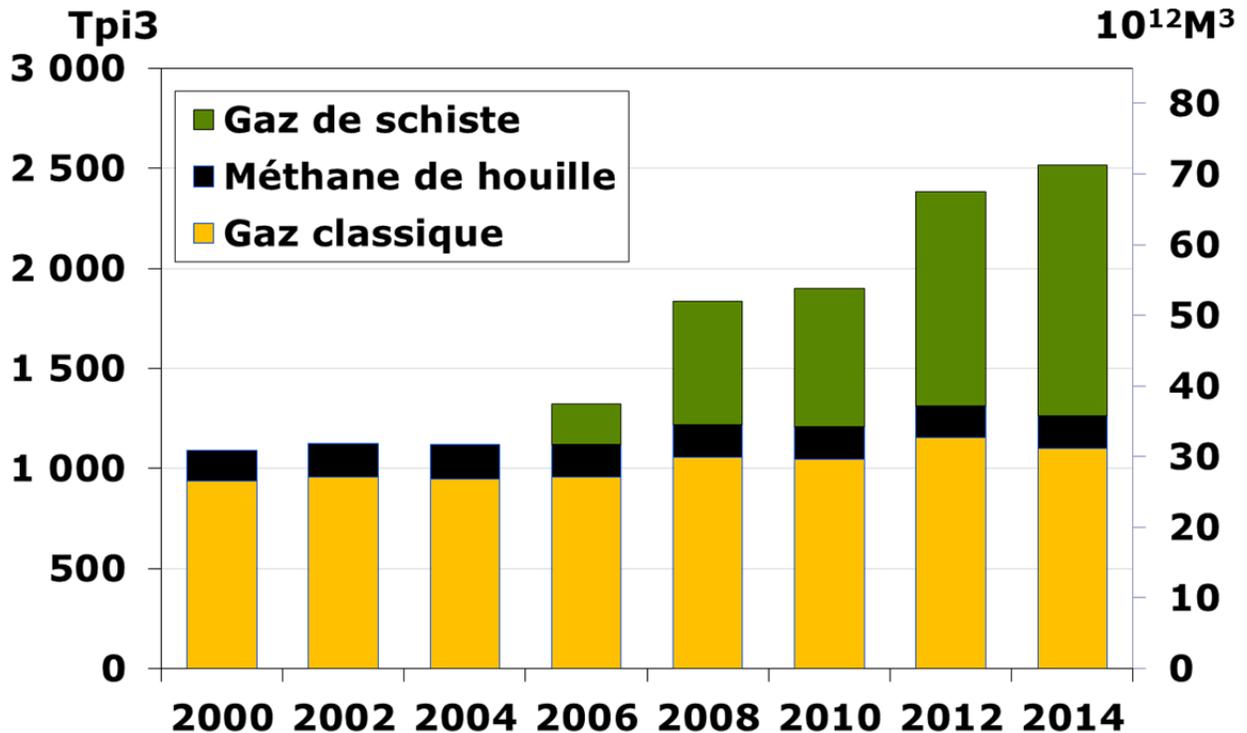


Figure 6-2 : Ressources potentielles aux États-Unis (révisées)

Les États-Unis, dont la production de gaz s'établit actuellement à environ  $2,07 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $73 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ )<sup>1</sup>, soit environ 79 % de la production nord-américaine totale, devraient accroître leur production à quelque  $2,38 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $84 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2020. La croissance de l'approvisionnement est attribuable principalement à la production de gaz de schiste, qui est passée d'environ  $59,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $2,1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2005 à  $934,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $33 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) actuellement et devrait atteindre  $1,4 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $48,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2020. Le bassin sédimentaire des Appalaches, dans le nord-est des États-Unis, qui renferme les zones Marcellus et Utica, a généré 85 % de la totalité de l'augmentation de la production de gaz de schiste aux États-Unis depuis le début de l'année 2012<sup>2</sup>. La production dans la zone Marcellus, qui était pratiquement inexistante, a atteint environ  $425 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $15 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en six ans. La production dans la zone Utica, qui a déjà atteint environ  $56,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ), continue d'augmenter.

<sup>1</sup> EIA (U.S Energy Information Administration des États-Unis), rapport mensuel sur le gaz naturel, juillet 2015 — Données jusqu'à mai 2015

<sup>2</sup> Rapport de productivité du forage de l'EIA, juillet 2015

La zone Marcellus a connu croissance si rapide et imprévue que la production de cette zone saturait maintenant le marché du nord-est des États-Unis. Les répercussions de l’approvisionnement provenant de la zone Marcellus se font également sentir dans l’est du Canada, puisque le gaz de la zone Marcellus est distribué vers le nord jusqu’aux marchés du sud de l’Ontario et du Québec.

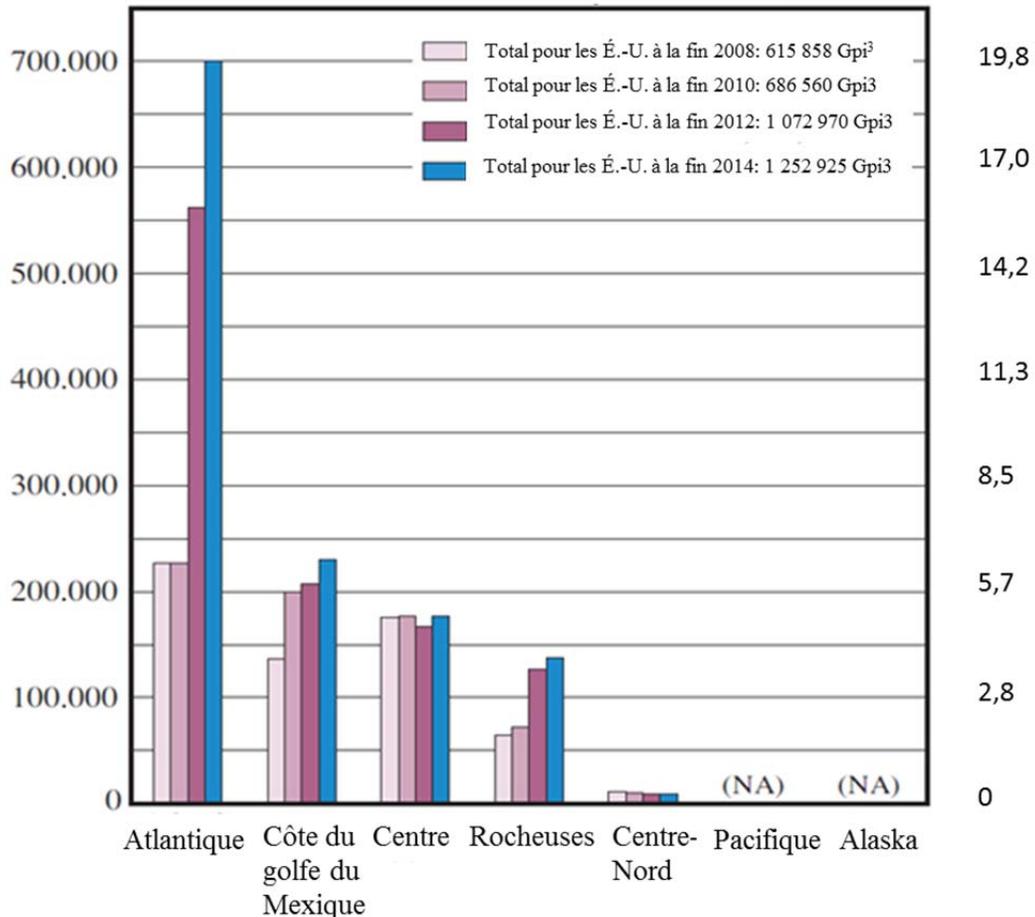


Figure 6-3 : Ressources de gaz de schiste potentielles par région (révisées)

#### Zone de gaz de schiste Marcellus

La zone de gaz de schiste Marcellus (figure 6-4) fait partie des plus importantes zones de gaz de schiste du monde selon la superficie, la quantité de ressources et la production. Elle est située à proximité des marchés canadiens du gaz clés que sont le sud de l’Ontario et le Québec. La zone Marcellus est une zone de gaz de schiste du Dévonien couvrant quelque 12,1 millions d’hectares (30 millions d’acres) dans quatre États, soit la Pennsylvanie, l’Ohio, New York et la Virginie-Occidentale, à des profondeurs allant de 1 219 m à 2 591 m (4 000 à 8 500 pieds). En 2012, l’Energy

Information Agency (EIA) a évalué les ressources récupérables potentielles de la zone à  $3,99 \cdot 10^{12} \text{m}^3$  (141 Tpi<sup>3</sup>).

Le centre de la zone semble être situé dans les comtés de Washington et d'Allegheny, près de la ville de Pittsburgh. La production de la zone Marcellus devrait augmenter considérablement jusqu'en 2021 et se stabiliser autour de 2025 (figure 6-5). La production de la zone Marcellus a affiché des taux de croissance stables malgré le fait que le nombre d'appareils de forage en activité soit de plus de 50 % inférieur au sommet historique de 150 appareils. La hausse de la productivité par appareil de forage est attribuable au forage sur socle, qui permet de forer 10 à 12 puits par socle, et aux activités fondées sur les principes de la production en série. Le puits type est foré à une profondeur verticale de 1 829 m (6 000 pieds) et comporte une section horizontale de 1 524 m (5 000 pieds) forée au moyen de 22 étapes de fracturation. À l'heure actuelle, on trouve environ 10 000 puits productifs et 60 appareils de forage dans la zone Marcellus.

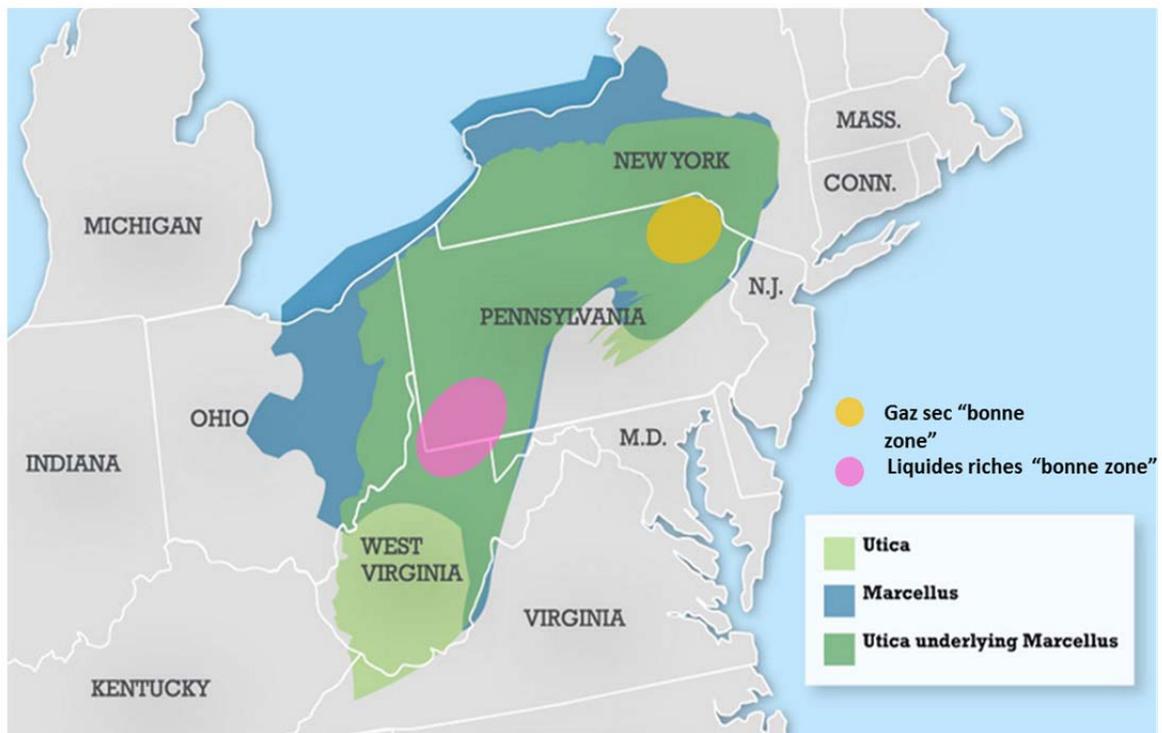


Figure 6-4 : Emplacement des zones Marcellus et Utica

## Gpi<sup>3</sup>/j

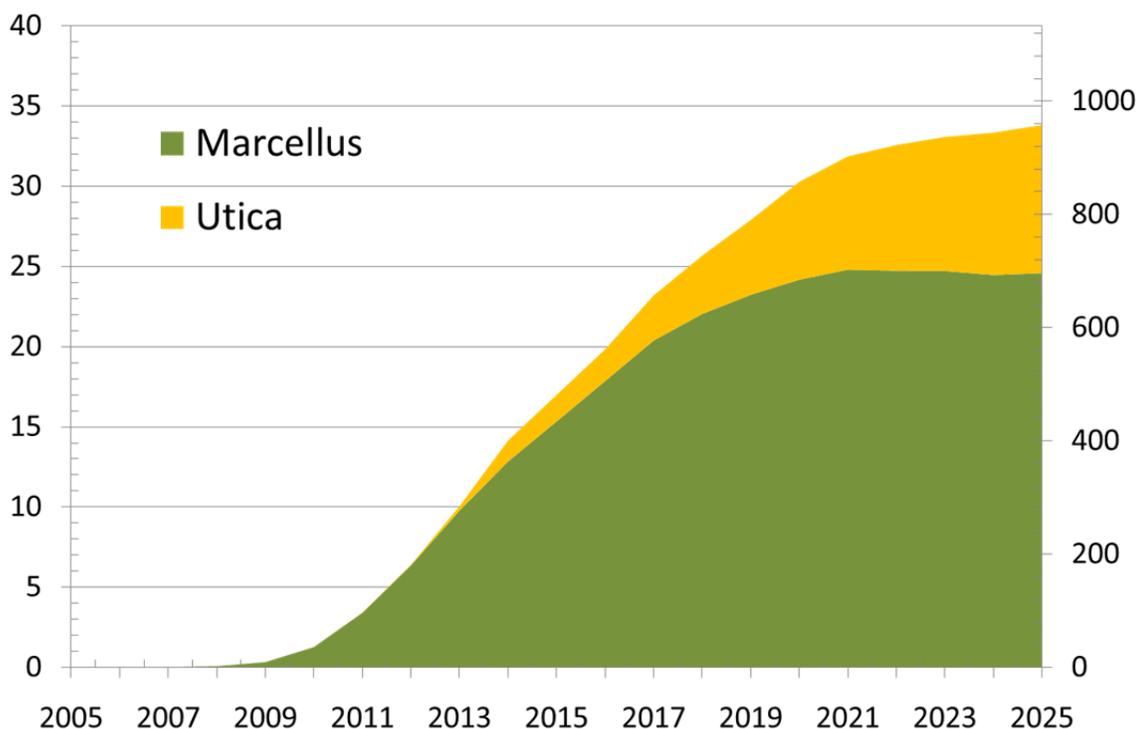


Figure 6-5 : Perspectives de la production des zones Marcellus et Utica (révisées)

### Zone de gaz de schiste Utica

La zone Utica est une zone de schiste noir de l'Ordovicien riche en matière organique d'une superficie d'environ 6,1 millions d'hectares (15 millions d'acres) couvrant la Pennsylvanie, l'Ohio, la Virginie-Occidentale et l'État de New York. Son épaisseur atteint 213 m (700 pieds) dans le sud-ouest de la Pennsylvanie, mais elle est généralement de 46 à 91 m (150 à 300 pieds). Les activités de forage sont actuellement concentrées dans un secteur principal situé dans l'est de l'Ohio, le long de la zone de gaz humide.

La zone Utica est géologiquement antérieure à la zone Marcellus et, par conséquent, elle se situe à une position stratigraphique environ 457 à 610 m (1 500 à 2 000 pieds) plus profonde que cette dernière. Les deux zones se chevauchent en grande partie. Le développement de la zone Utica, laquelle compte un peu moins de 500 puits productifs et 20 appareils de forage actifs, a commencé plusieurs années après celui de la zone Marcellus. Les données sur les puits insuffisantes expliquent probablement l'estimation relativement peu élevée des ressources récupérables potentielles, soit  $453 \times 10^9 \text{ m}^3$  (16 Tpi<sup>3</sup>), publiées par l'EIA en 2012. Cette estimation sera probablement

rehaussée à mesure que d'autres puits seront forés et qu'une plus grande superficie aura été entièrement évaluée.

Actuellement, les efforts déployés par l'industrie ont pour objectif de délimiter les secteurs riches qui ont présenté des volumes élevés lorsqu'ils ont été sondés. La production s'établit présentement à environ  $36,8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1,3 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) et devrait augmenter à mesure que l'industrie, en réaction à la hausse des prix du gaz, délaissera la zone riche en condensats pour exploiter des zones de gaz sec plus productives. Les activités de forage dans la zone Utica se déroulent à un rythme plus rapide que l'aménagement de l'infrastructure intermédiaire offrant une capacité de transport, mais cette situation devrait changer prochainement.

#### **Autres ressources de gaz de schiste potentielles dans les Appalaches**

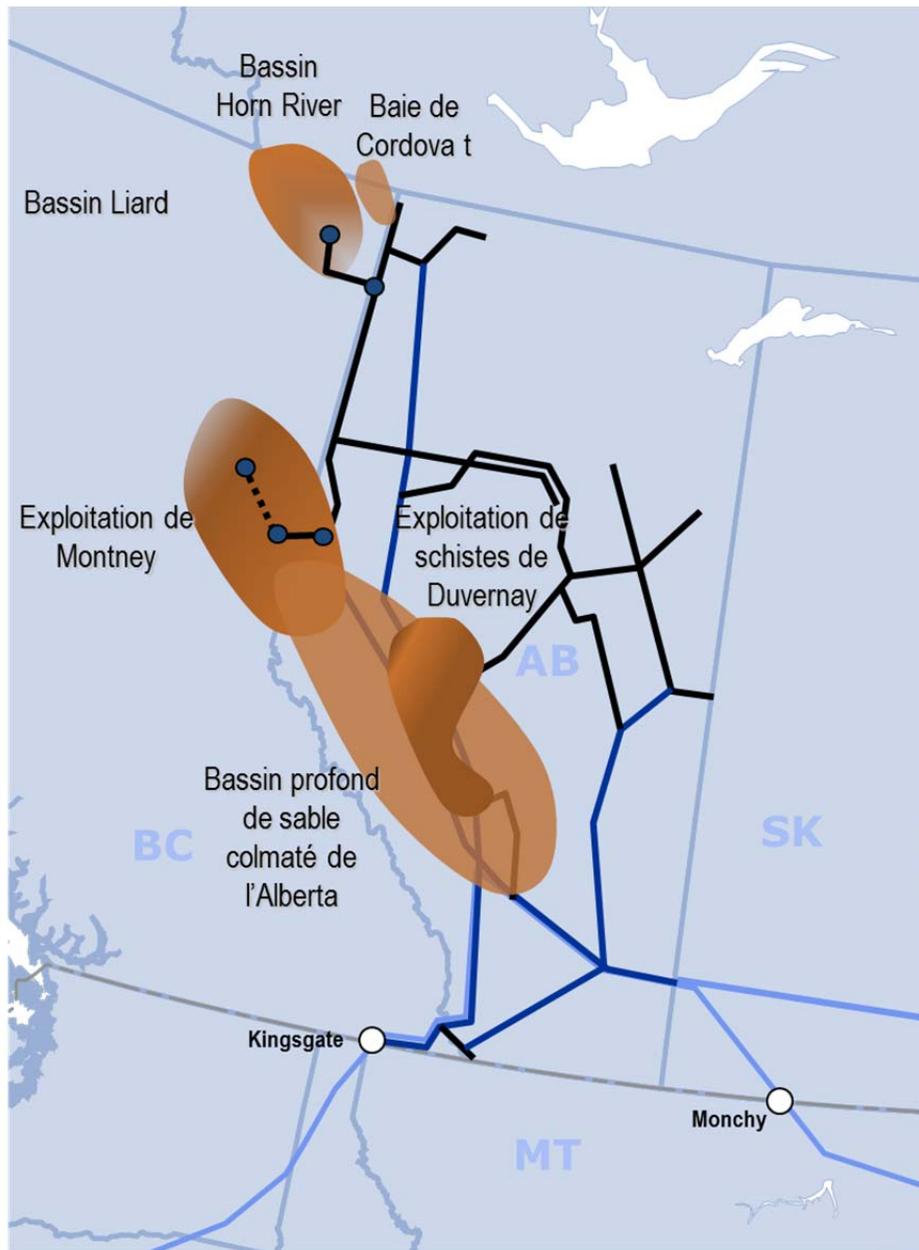
Outre les zones Marcellus et Utica, le bassin sédimentaire des Appalaches renferme plusieurs autres zones de gaz de schiste qui n'ont pas encore été sondées ou qui ont fait l'objet d'activités d'exploration préliminaires. Ces schistes pourraient avoir une valeur commerciale dans l'avenir. Les schistes présentant un potentiel économique qui n'ont pas été sondés ou qui n'ont pas été entièrement évalués incluent les zones de schiste Rhinestreet, Burket, Geneseo, Huron et Ohio.

### **6.1.3 Approvisionnement en gaz au Canada**

À l'instar des États-Unis, diverses zones de gaz de schistes susceptibles de fournir un approvisionnement ont été repérées au Canada, principalement dans l'Ouest.

#### **Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien**

Dans le BSOC, on produit depuis longtemps du gaz à partir de réservoirs classiques exploités au moyen du forage vertical. Toutefois, au fil du temps, les découvertes de gaz classiques sont devenues de plus en plus rares, et les gisements découverts étaient de moindre envergure et plus coûteux à exploiter et offraient des taux de production initiaux moins élevés. Ce modèle d'exploitation traditionnel a toutefois changé avec l'avènement de la production du méthane de houille, qui a été suivie peu après par des développements clés dans les bassins de gaz de schiste Montney, Horn River, Cordova, Liard et Duvernay (figure 6-6).



**Figure 6-6 : Zones de gaz de schiste clés dans le BSOC**

Il est prévu que le passage du forage vertical au forage horizontal, conjugué à la fracturation hydraulique, favorisera une augmentation de la production dans le BSOC afin de combler la croissance de la demande. En moins de dix ans, le pourcentage de puits forés au moyen du forage horizontal est passé de 5 % à environ 82 %, et il devrait atteindre 90 % au cours des prochaines années. Même si le nombre de puits est passé de 16 000 à environ 2 000 (figure 6-7), la production du BSOC est demeurée stable grâce à l'adoption précoce et rapide des puits à long déport horizontaux et à l'utilisation du forage hydraulique à grande échelle.

En six ans, l'estimation des ressources techniquement récupérables dans le BSOC a quintuplé, passant de  $4,8 \cdot 10^{12} \text{m}^3$  ( $172 \text{Tpi}^3$ ) en 2008 à  $25,1 \cdot 10^{12} \text{m}^3$  ( $886 \text{Tpi}^3$ ) (figure 6-8). Cette augmentation découle des réussites en matière de forage horizontal dans des zones de gaz de schiste et des zones compactes non classiques. Les zones de gaz de schiste et les zones compactes constituent de nouvelles sources d'approvisionnement considérables et représentent l'avenir de la production de gaz dans le BSOC, mais le gaz classique demeurera une source d'approvisionnement importante. Dans le BSOC, il reste environ  $4,4 \cdot 10^{12} \text{m}^3$  ( $154 \text{Tpi}^3$ ) de gaz classique, contenu principalement dans des réservoirs de faible perméabilité situés dans le bassin profond et à proximité de l'infrastructure existante.

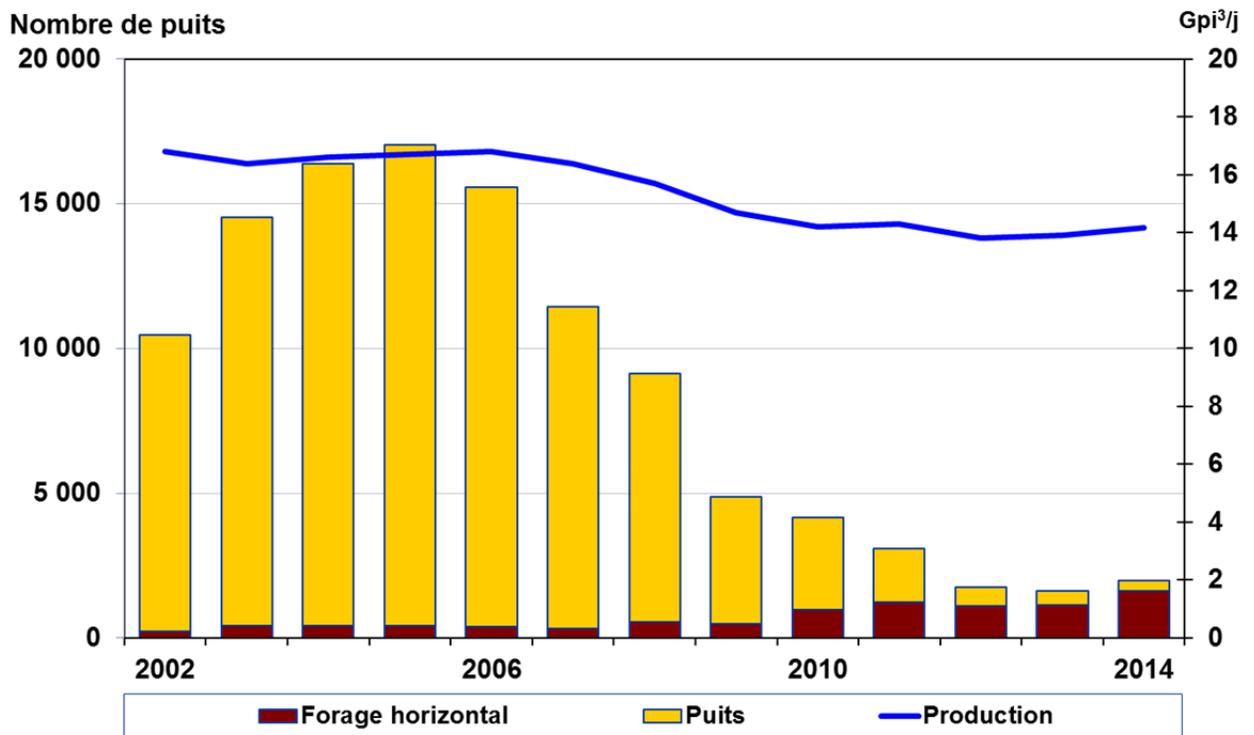


Figure 6-7 : Nombre de puits et production dans le BSOC (révisées)

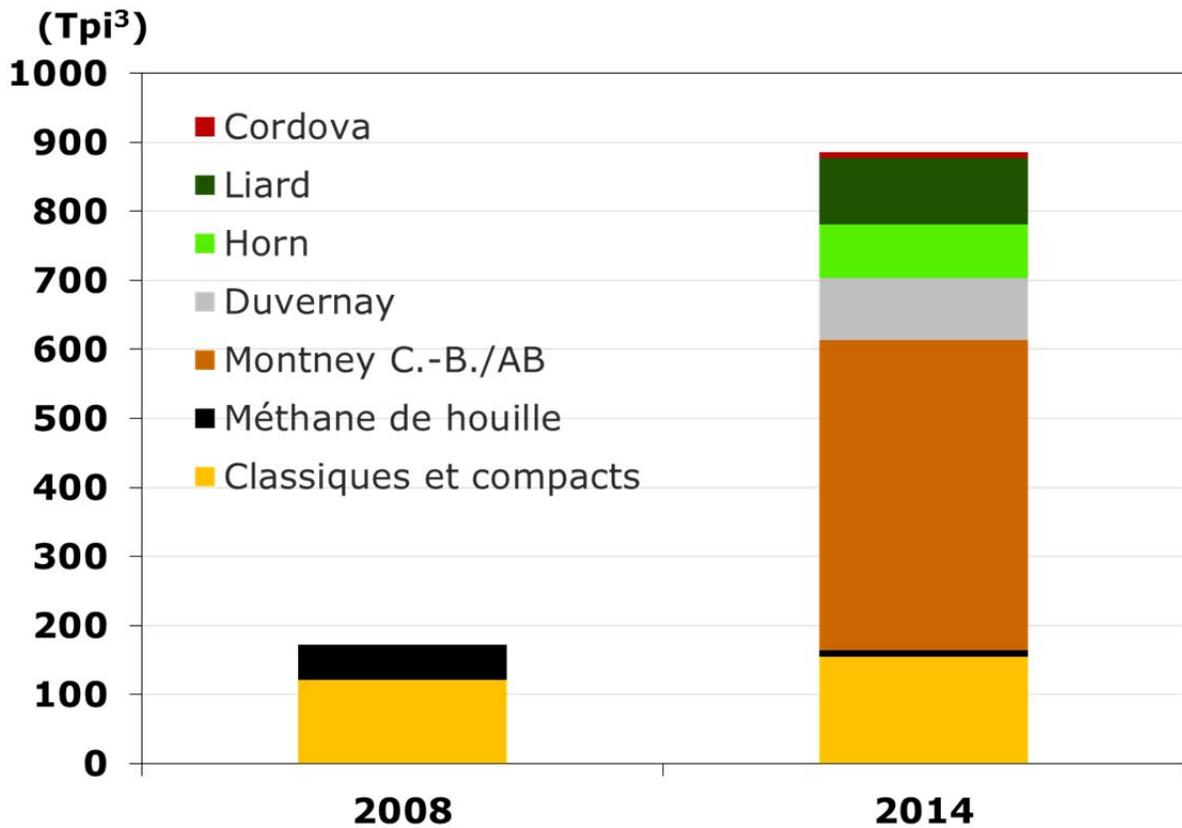


Figure 6-8 : Ressources récupérables restantes dans le BSOC (révisées)

Le BSOC produit environ  $396 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $14 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) de gaz (figure 6-9). La production du bassin devrait demeurer à ce niveau approximatif pendant plusieurs années et augmenter à compter de 2018. L'augmentation de la production sera stimulée par la demande pour les exportations de GNL à partir de Kitimat et de Prince-Rupert, sur la côte ouest de la Colombie-Britannique. L'approvisionnement provenant de sources de gaz classiques devrait diminuer graduellement à mesure que celui provenant de sources non classiques augmentera.

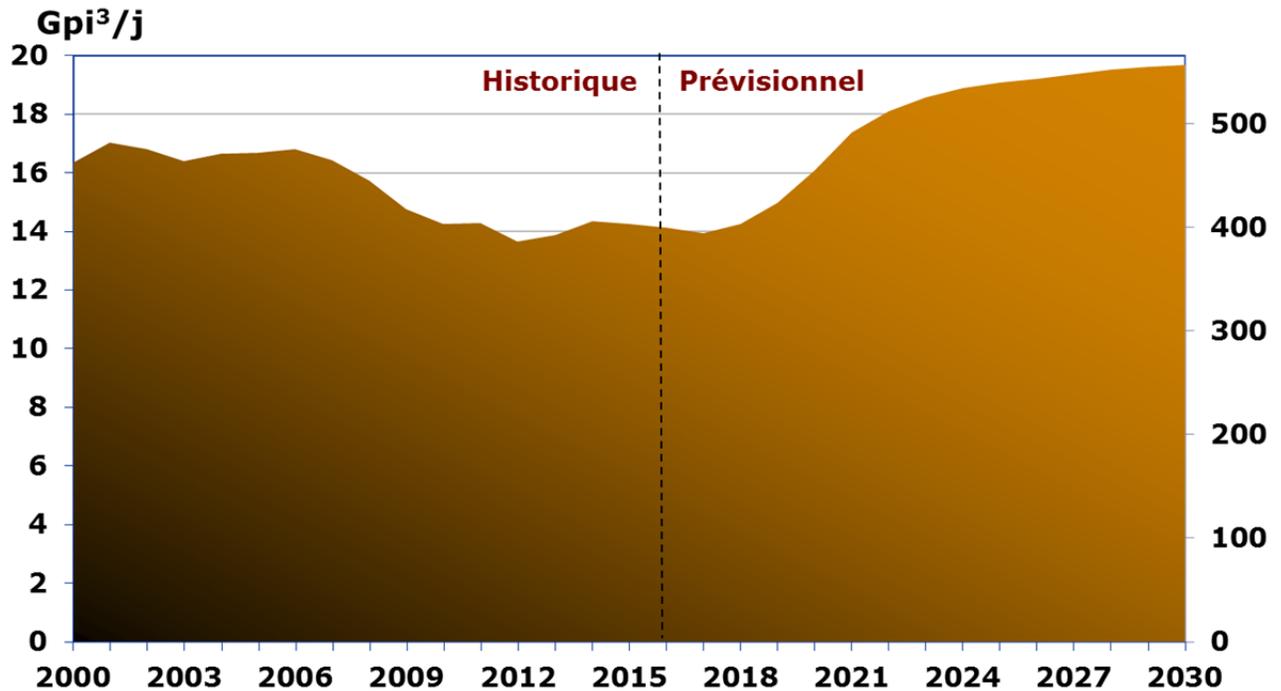


Figure 6-9 : Production du BSOC (révisée)

### Zone Montney

La zone Montney est la zone la plus active et la zone non classique la plus mature du BSOC. Elle constitue un des plus importants gisements de gaz naturel du monde, avec des ressources techniquement récupérables et commercialisables totales estimées à  $12,72 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  (449 Tpi<sup>3</sup>). Souvent désignée comme une zone de schiste, la zone Montney est en fait constituée de séquences superposées et interstratifiées de siltite, de grès et de schiste compacts.

### Bassins de gaz de schiste Horn River, Cordova et Liard

Ensemble, ces trois bassins de gaz de schiste du Dévonien ont une superficie d'environ 4,9 millions d'hectares (12 millions d'acres) et renferment, selon les estimations,  $5,2 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  (182,8 Tpi<sup>3</sup>) de gaz techniquement récupérable. Comparativement à la zone Montney, ces bassins de gaz de schiste ont connu un développement très lent, ce qui s'explique par leur éloignement et leur accès saisonnier et par le fait que leur gaz contient peu de liquides de gaz naturel et n'offre par conséquent aucun intérêt économique en sus du prix du gaz sec. À mesure que des projets de GNL verront le jour et que les coûts de développement diminueront, la production de ces bassins devrait augmenter considérablement.

## Duvernay

Souvent appelée l'« Eagle Ford » du Canada, la zone Duvernay, du Dévonien, fait partie des plus récentes et, possiblement, des plus importantes nouvelles sources d'approvisionnement découvertes dans le BSOC. Cette zone riche en matière organique a une superficie d'environ 10,1 millions d'hectares (25 millions d'acres) et est située à une profondeur de 2 500 à 4 000 m (8 202 à 13 123 pieds). Son épaisseur atteint 70 m (230 pieds). La quantité de gaz techniquement récupérable a été évaluée à  $2,55 \cdot 10^{12} \text{m}^3$  (90 Tpi<sup>3</sup>).

## 6.2 PRÉVISION DU DÉBIT DE LA CANALISATION PRINCIPALE DE TRANSCANADA

Dans le cadre de la présente demande, TransCanada a établi une prévision du débit afin d'évaluer l'utilisation de la canalisation principale et de calculer les besoins en combustible à la suite du transfert d'actifs. Les résultats de cette prévision sont présentés dans le tableau 6-1 : Débit dans l'ouest du Canada, et dans le tableau 6-2 : Exportations du BSOC.

La prévision du débit repose sur des analyses effectuées au sein de TransCanada, de l'information confidentielle sur l'ensemble des clients, de l'information du domaine public et d'autres évaluations.

La prévision du débit tient compte des perspectives pour le marché nord-américain du gaz dans son ensemble (hypothèses concernant l'offre, la demande et l'infrastructure), mais elle met l'accent sur les facteurs clés ayant une incidence sur le débit de la canalisation principale. Ces facteurs clés incluent l'approvisionnement en provenance du BSOC, l'approvisionnement en provenance des zones Marcellus et Utica, la demande sur les marchés canadiens, les hypothèses concernant le développement du GNL sur la côte ouest de la Colombie-Britannique et le débit des pipelines au Canada et des pipelines connexes dans le nord des États-Unis.

Le débit pour l'ouest du Canada, qui tient compte de la production, du stockage, de la demande, des exportations par pipeline et des exportations de GNL, est présenté dans le tableau 6-1 et à la figure 6-10. Cette figure illustre également la tranche de la demande dans l'ouest du Canada qui provient des sables bitumineux et la tranche des exportations de l'Ouest canadien qui devrait être sous forme de GNL.

Dans le cadre de la Modification de la Demande, TransCanada fournit une mise à jour des prévisions de débit qui avaient été déposées dans la Demande initiale. Les différences dans les hypothèses de prévisions clés sont présentées ci-après :

- L'inclusion du projet Northeastern Energy Direct de Tennessee Gas Transmission (1,2 Gpi<sup>3</sup>/j, à compter de novembre 2018) dans le marché du nord-est des États-Unis devrait concurrencer les exportations de TransCanada

vers le marché de la région de Boston, entraînant une diminution du débit passant par East Hereford pour rejoindre le réseau PNGTS.

- Comme il a été mentionné dans le dépôt de 2014, il est prévu que la production du BSOC augmente en raison des exportations de GNL vers la côte du Pacifique. La croissance de la production pré-GNL (2019) est plus lente que celle prévue dans le dépôt de 2014 puisque l'échéancier de mise en service du premier terminal a été retardé d'un an. Il est prévu que la production après 2021 soit plus élevée que celle prévue dans le dépôt de 2014 puisque les prévisions des exportations de GNL ont été revues à la hausse.
- Trois usines de GNL avec un total de six installations de traitement d'une capacité de 0,9 Gpi<sup>3</sup>/j (capacité d'exportation totale de 5,4 Gpi<sup>3</sup>/j) sont inclus dans le dossier sur le débit mis à jour. Le dépôt de 2014 prévoyait le même nombre d'usines (trois) et d'installations de traitement (six), mais une capacité inférieure par installation de traitement (0,8 Gpi<sup>3</sup>/j) et une capacité d'exportation totale (4,8 Gpi<sup>3</sup>/j) inférieure.
- Les prévisions du débit entrant dans la canalisation principale dans l'ouest devraient être revues à la baisse au cours des prochaines années en raison du remplacement de contrats de longue distance par des contrats de courte distance.
- Le schiste d'Utica au Québec n'est pas inclus dans cette prévision en raison du moratoire sur le gaz de schiste à durée indéterminée imposé par le gouvernement du Québec. Dans le dépôt de 2014, il était prévu que les niveaux de production du schiste d'Utica au Québec atteindraient 0,23 Gpi<sup>3</sup>/j d'ici 2023.

**Tableau 6-1 : Débit dans l'Ouest canadien (moyenne annuelle en Gpi<sup>3</sup>/j) (révisé)**

Année	Approvisionnement en provenance du BSOC (classique et non classique)	Stockage net dans le BSOC	Approvisionnement total	Demande de l'ouest du Canada <sup>1</sup>	Exportations de l'ouest du Canada
2000	16,3	0,2	16,5	4,2	12,4
2001	17,0	-0,3	16,7	4,0	12,7
2002	16,8	0,1	16,9	4,1	12,9
2003	16,4	0,0	16,4	4,2	12,2
2004	16,6	-0,1	16,5	4,3	12,2
2005	16,7	0,0	16,7	4,1	12,5
2006	16,8	-0,3	16,5	4,3	12,1
2007	16,4	0,0	16,4	4,4	11,9
2008	15,7	-0,1	15,6	4,6	11,0

**Tableau 6-1 : Débit dans l'Ouest canadien (moyenne annuelle en Gpi3/j) (révisé) (suite)**

Année	Approvisionnement en provenance du BSOC (classique et non classique)	Stockage net dans le BSOC	Approvisionnement total	Demande de l'ouest du Canada <sup>1</sup>	Exportations de l'ouest du Canada
2009	14,8	-0,1	14,7	4,7	9,9
2010	14,2	0,0	14,3	4,7	9,6
2011	14,3	-0,2	14,0	5,0	9,0
2012	13,6	0,0	13,7	5,2	8,5
2013	13,9	0,2	14,0	5,5	8,4
2014	14,4	0,2	14,6	5,6	9,0
2015	14,8	0,0	14,8	5,8	9,0
2016	14,4	-0,2	14,2	6,1	8,1
2017	14,0	-0,2	13,8	6,2	7,5
2018	14,2	-0,1	14,1	6,5	7,7
2019	15,0	0,0	15,0	6,8	8,2
2020	16,1	0,0	16,0	7,2	8,8
2021	17,4	0,3	17,7	7,7	10,0
2022	18,1	0,3	18,4	8,0	10,3
2023	18,5	0,0	18,6	8,3	10,3
2024	18,9	0,0	18,9	8,5	10,4
2025	19,1	0,0	19,1	8,6	10,5
2026	19,2	-0,3	18,9	8,8	10,1
2027	19,3	-0,3	19,1	9,0	10,1
2028	19,5	0,0	19,5	9,2	10,3
2029	19,6	0,0	19,6	9,4	10,2
2030	19,7	0,0	19,7	9,8	9,9

**Note :**  
 1. Inclut le combustible de pipeline et le GNL utilisé comme carburant.  
 En raison de l'arrondissement, les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des chiffres.  
 Les valeurs peuvent être converties en métrique ( $10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) en les divisant par 35,301 et en multipliant le résultat par 1 000.

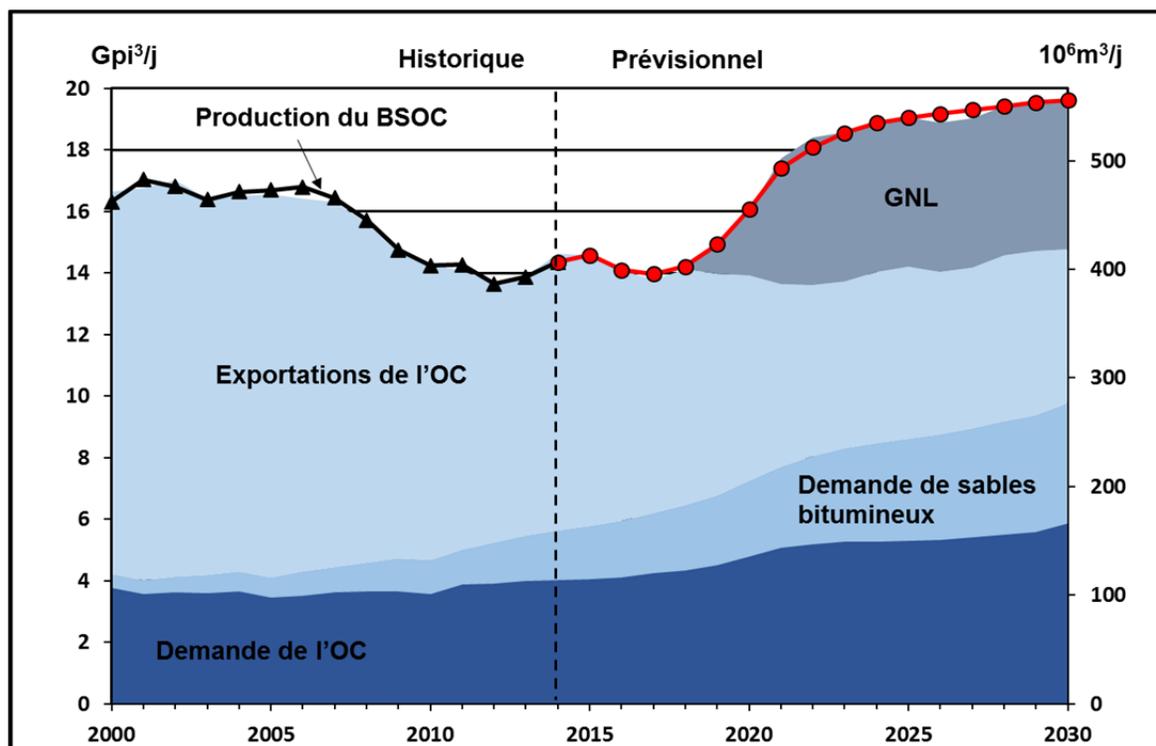


Figure 6-10 : Volumes dans l'ouest du Canada (révisés)

La prévision des exportations du BSOC, incluant le débit en provenance de l'ouest entrant dans la canalisation principale, les points d'exportation par pipeline traditionnels et les exportations futures de GNL prévues figurent dans le tableau 6-2. Cette prévision est illustrée à la figure 6-11.

Tableau 6-2 : Exportations du BSOC (moyenne annuelle en Gpi³/j) (révisé)

Année	Exportations de l'ouest du Canada	Northern Border – Débit à Monchy (Sask.)	GTN – Débit à Kingsgate (C.-B.)	Alliance – Débit à Elmore (Sask.)	NWP – Débit à Sumas (C.-B.)	Débit entrant dans la canalisation principale dans l'ouest	Exportations de GNL à partir de la côte ouest
2000	12,4	2,2	2,3	0,2	0,9	6,8	
2001	12,7	2,1	2,3	1,5	0,9	6,0	
2002	12,9	2,1	2,0	1,5	0,9	6,4	
2003	12,2	2,1	1,8	1,6	0,9	5,9	
2004	12,2	2,1	2,0	1,6	0,9	5,7	
2005	12,5	1,9	1,7	1,6	0,8	6,3	
2006	12,1	1,9	1,9	1,6	0,7	6,1	

**Tableau 6-2 : Exportations du BSOC (moyenne annuelle en Gpi3/j) (révisé) (suite)**

Année	Exportations de l'ouest du Canada	Northern Border – Débit à Monchy (Sask.)	GTN – Débit à Kingsgate (C.-B.)	Alliance – Débit à Elmore (Sask.)	NWP – Débit à Sumas (C.-B.)	Débit entrant dans la canalisation principale dans l'ouest	Exportations de GNL à partir de la côte ouest
2007	11,9	1,9	2,0	1,6	0,7	5,7	
2008	11,0	1,6	1,8	1,6	0,8	5,2	
2009	9,9	1,3	1,9	1,6	0,8	4,3	
2010	9,6	1,9	1,9	1,6	0,8	3,4	
2011	9,0	1,8	1,6	1,6	0,8	3,2	
2012	8,5	2,0	1,7	1,5	0,8	2,3	
2013	8,4	1,9	1,9	1,6	0,8	2,2	
2014	9,0	1,4	1,7	1,6	0,9	3,4	
2015	9,0	1,5	1,9	1,5	1,1	3,0	
2016	8,1	1,4	1,9	1,6	1,1	2,2	
2017	7,5	1,6	2,2	1,6	0,9	1,2	
2018	7,7	1,7	2,2	1,6	0,9	1,2	
2019	8,2	1,6	2,0	1,6	0,9	1,0	1,0
2020	8,8	1,5	1,8	1,5	0,9	0,9	2,1
2021	10,0	1,2	1,5	1,4	0,9	0,8	4,1
2022	10,3	1,0	1,4	1,4	0,9	0,8	4,8
2023	10,3	0,9	1,3	1,4	0,9	0,8	4,9
2024	10,4	1,0	1,3	1,4	0,9	0,8	4,9
2025	10,5	1,0	1,3	1,4	0,9	0,9	4,9
2026	10,1	0,8	1,3	1,4	0,9	0,9	4,9
2027	10,1	0,6	1,3	1,4	0,9	0,9	4,9
2028	10,3	0,8	1,3	1,4	0,9	1,0	4,9
2029	10,2	0,7	1,3	1,4	0,9	1,0	4,9
2030	9,9	0,4	1,2	1,4	0,9	1,0	4,9

**Note :**  
 En raison de l'arrondissement, les totaux peuvent ne pas correspondre pas à la somme des chiffres.  
 Les valeurs peuvent être converties en métrique (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j) en les divisant par 35,301 et en multipliant le résultat par 1 000.

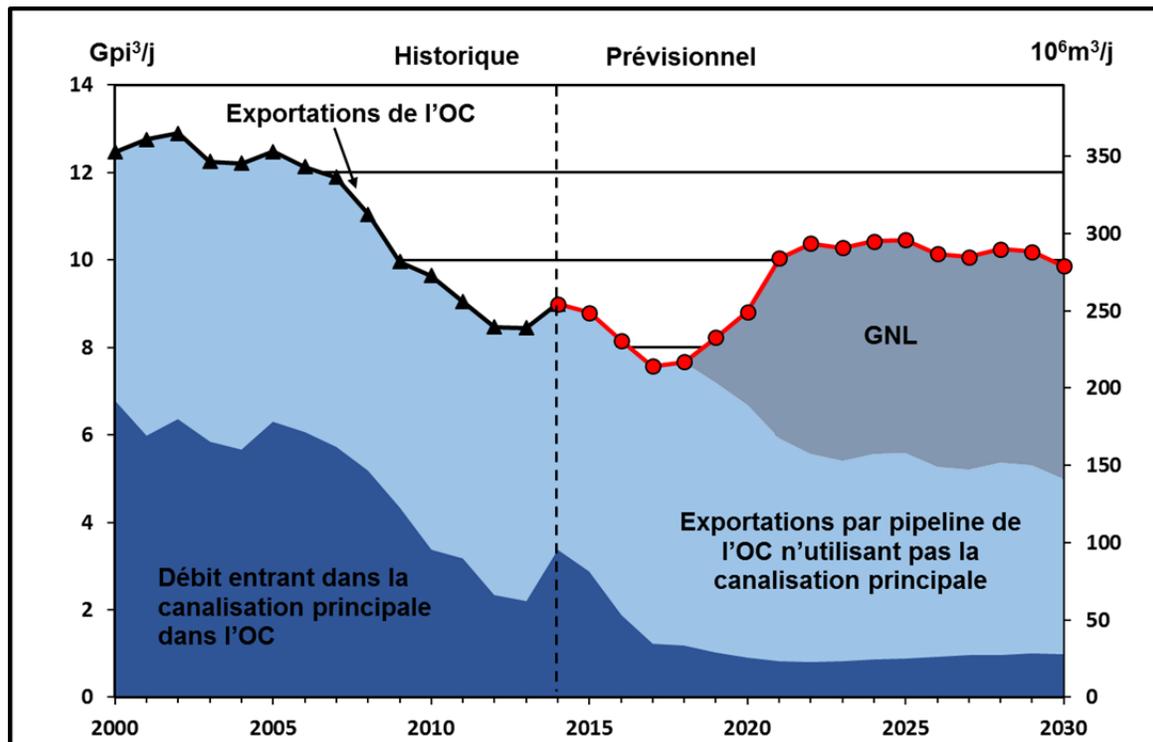


Figure 6-11 : Exportations du BSOC et débit entrant dans la canalisation principale dans l'ouest du Canada (révisés)

Dans la présente estimation, les exportations de GNL supposent la mise en service initiale, en 2019, de deux installations de traitement à un terminal de GNL, chacune d'entre elles étant dotée d'une capacité de  $26 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $0,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ), pour un total de  $51 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1,8 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ). Un deuxième et un troisième terminal devraient être mis en service en 2020 et en 2021 respectivement. Chaque terminal devrait être doté de deux installations de traitement, ce qui portera la capacité de traitement totale de GNL à  $153 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $5,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici la fin de l'horizon prévisionnel, soit en 2030.

### 6.3 APERÇU DES MARCHÉS

La canalisation principale dessert des marchés dans le centre et l'est du Canada et le nord des États-Unis, mais le présent aperçu porte sur les marchés devant être desservis par le PRPE. Le PRPE desservira des marchés existants dans la zone de livraison de l'Est (ZLE), en Ontario et au Québec, soit les zones de livraison canadiennes situées dans la zone touchée, ainsi que dans le nord-est des États-Unis, par l'intermédiaire des points d'exportation de la zone touchée, à Iroquois, à Cornwall, à Napierville, à Philipsburg et à East Hereford. La ZLE au Canada et les points d'exportation de l'est composent la « zone touchée ». Ces marchés devraient rester relativement stables au fil du temps, puisque la croissance de la demande intérieure

sera compensée par la baisse des exportations. TransCanada évalue régulièrement ces marchés et met à jour ses prévisions de la demande dans ces régions.

### 6.3.1 Marchés de la zone de livraison de l'Est

La canalisation principale dessert des marchés intérieurs dans la ZLE, dans l'est de l'Ontario et au Québec. Ces marchés devraient rester relativement stables, et on prévoit une croissance de la demande dans le secteur de la production d'électricité et le secteur industriel. Le tableau 6-3 présente la consommation historique jusqu'en 2014 et la prévision de la demande selon TransCanada jusqu'en 2030 (qui tient compte de l'information sur les marchés fournis par les expéditeurs) dans ces régions. Comme l'indique le tableau, dans la ZLE, on prévoit que la demande annuelle moyenne passera de 24,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (0,87 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2014 à 27,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (0,97 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2020, et demeura relativement stable par la suite jusqu'en 2030.

**Tableau 6-3 : Demande annuelle moyenne dans la ZLE (révisée)**

	Résidentiel		Commercial		Industriel		Production d'électricité		Total	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j
2000	4,8	0,17	7,0	0,25	11,9	0,42	3,2	0,11	26,9	0,95
2001	4,3	0,15	6,4	0,23	10,3	0,36	3,5	0,12	24,5	0,87
2002	4,6	0,16	6,8	0,24	10,9	0,39	3,8	0,13	26,2	0,92
2003	5,0	0,18	7,2	0,25	10,1	0,35	2,9	0,10	25,1	0,89
2004	4,9	0,17	7,0	0,25	10,6	0,37	1,6	0,06	24,1	0,85
2005	4,7	0,17	6,8	0,24	9,6	0,34	2,1	0,07	23,2	0,82
2006	4,3	0,15	6,4	0,23	10,1	0,36	2,6	0,09	23,5	0,83
2007	4,7	0,17	6,9	0,24	10,5	0,37	4,6	0,16	26,6	0,94
2008	4,3	0,15	7,1	0,25	10,2	0,36	2,1	0,07	23,7	0,84
2009	4,7	0,17	8,1	0,29	8,1	0,29	2,1	0,07	23,0	0,81
2010	4,1	0,14	7,5	0,26	9,0	0,32	2,2	0,08	22,8	0,81
2011	4,3	0,15	7,6	0,27	9,4	0,33	2,3	0,08	23,5	0,83
2012	4,1	0,14	6,2	0,22	10,4	0,37	2,5	0,09	23,2	0,82
2013	4,5	0,16	6,3	0,22	11,8	0,34	1,8	0,06	24,4	0,86
2014	4,7	0,17	7,0	0,25	11,7	0,41	1,2	0,04	24,6	0,87
2015	5,0	0,17	7,1	0,25	12,3	0,44	0,7	0,02	25,1	0,89
2016	4,7	0,17	6,8	0,24	12,3	0,43	0,6	0,02	24,3	0,86
2017	4,7	0,17	6,8	0,24	12,7	0,45	0,5	0,02	24,7	0,87
2018	4,7	0,17	6,8	0,24	13,2	0,46	0,8	0,03	25,4	0,90
2019	4,7	0,17	6,8	0,24	13,7	0,48	2,0	0,07	27,2	0,96
2020	4,7	0,17	6,8	0,24	13,7	0,48	2,2	0,08	27,4	0,97
2021	4,7	0,16	6,8	0,24	13,6	0,48	2,8	0,10	27,8	0,98
2022	4,7	0,17	6,8	0,24	13,7	0,48	4,9	0,17	30,1	1,06

**Tableau 6-3 : Demande annuelle moyenne dans la ZLE (révisée) (suite)**

	Résidentiel		Commercial		Industriel		Production d'électricité		Total	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j
2023	4,7	0,16	6,8	0,24	13,7	0,48	5,0	0,18	30,1	1,06
2024	4,7	0,17	6,8	0,24	13,7	0,48	5,0	0,18	30,1	1,06
2025	4,7	0,16	6,8	0,24	13,7	0,48	5,0	0,18	30,1	1,06
2026	4,7	0,16	6,8	0,24	13,7	0,48	4,9	0,17	30,0	1,06
2027	4,7	0,17	6,9	0,24	13,9	0,49	3,2	0,11	28,7	1,01
2028	4,7	0,17	6,8	0,24	13,8	0,49	3,4	0,12	28,7	1,01
2029	4,7	0,16	6,8	0,24	13,7	0,48	3,4	0,12	28,5	1,01
2030	4,7	0,16	6,8	0,24	13,7	0,48	3,5	0,12	28,7	1,01

### 6.3.2 Marchés du nord-est des États-Unis

La canalisation principale dessert le nord-est des États-Unis par l'intermédiaire de ses points d'exportation d'Iroquois, de Cornwall, de Napierville, de Philipsburg et d'East Hereford. En 2014, le volume des exportations de gaz de ces points a représenté environ 5 à 6 % de la demande dans le nord-est des États-Unis, et on prévoit qu'il diminuera d'ici 2030. Ces points d'exportation, qui sont connectés à des pipelines du nord-est des États-Unis, ont accès aux marchés situés dans les régions de recensement de l'Atlantique centre et de la Nouvelle-Angleterre. Le marché de ces régions devrait demeurer relativement stable et connaître une croissance dans le secteur commercial et le secteur de la production d'électricité. Le tableau 6-4 présente la consommation historique et la prévision de la demande selon TransCanada pour ces régions. Comme l'indique le tableau, on prévoit que dans le nord-est des États-Unis, la demande annuelle moyenne passera de 303 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (10,69 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2014 à 320 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (11,28 Gpi<sup>3</sup>/j) d'ici 2020 et continuera d'augmenter jusqu'en 2030.

**Tableau 6-4 : Demande annuelle moyenne dans le nord-est des États-Unis (révisée)**

	Résidentiel		Commercial		Industriel		Production d'électricité		Total	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j
2000	82,7	2,92	62,8	2,22	43,0	1,52	56,4	1,99	244,9	8,65
2001	78,1	2,76	58,1	2,05	39,1	1,38	60,2	2,13	235,5	8,31
2002	77,3	2,73	60,5	2,14	41,4	1,46	71,1	2,51	250,3	8,84
2003	87,1	3,08	60,6	2,14	34,3	1,21	60,1	2,12	242,1	8,55
2004	82,1	2,90	61,4	2,17	34,6	1,22	64,1	2,26	242,2	8,55
2005	83,6	2,95	55,4	1,96	33,4	1,18	67,1	2,37	239,5	8,46
2006	72,2	2,55	51,0	1,80	33,3	1,18	76,8	2,71	233,3	8,24

## **6.4 DÉBIT DANS LA ZONE TOUCHÉE**

Le tableau 6-5 présente le débit dans la zone touchée. Il indique comment le gaz naturel est transporté dans cette zone, le volume de gaz consommé et le volume de gaz qui quitte cette zone par l'intermédiaire des divers points d'exportation. La colonne intitulée « Débit de la canalisation de TC vers la zone affectée » indique le volume provenant de l'ouest. Plus précisément, il s'agit du volume combiné du raccourci de North Bay et de la canalisation de Montréal s'écoulant vers la zone touchée et destiné aux marchés de la ZLE et du nord-est des États-Unis. Ce gaz sera transporté au moyen de la capacité pipelinière restante du raccourci de North Bay après la cession des actifs et de la capacité de la canalisation de Montréal, incluant la capacité ajoutée dans le cadre du PRPE.

L'approvisionnement du Québec, qui est actuellement relativement restreint, devrait demeurer stable pendant l'horizon prévisionnel. Des renseignements supplémentaires sur cet approvisionnement sont fournis à la section 5.2.2. Les quatre dernières colonnes présentent les volumes au point d'exportation Iroquois (Waddington) et aux autres points d'exportation (Cornwall, Napierville, Philipsburg et East Hereford), qui desservent, en partie, les marchés américains indiqués dans le tableau 6-4.

### **6.4.1 Débits aux points d'exportation**

On prévoit que les exportations au point d'exportation d'Iroquois diminueront et seront éventuellement remplacées par des importations vers le Canada (tableau 6-5). Les valeurs négatives figurant dans le tableau 6-5 représentent des importations.

La principale raison de ce déclin et l'inversion du débit à Iroquois est la croissance de l'approvisionnement provenant des zones de gaz de schiste Marcellus et Utica, dans le nord-est des États-Unis (comme il est plus amplement décrit à la section 4.3.3). Cette croissance de l'approvisionnement, conjuguée à la nouvelle infrastructure pipelinière prévue dans le nord-est des États-Unis, devrait entraîner une réduction de la quantité de gaz naturel fournie aux marchés de cette région par l'intermédiaire du point d'exportation de TransCanada à Iroquois. En outre, ces changements devraient se traduire par une inversion du débit à Iroquois, où les exportations de gaz naturel seront remplacées par des importations de gaz naturel vers le Canada.

Les deux dernières colonnes du tableau 6-5 présentent les volumes aux autres points d'exportation. Comme l'indique le tableau, TransCanada a traditionnellement exporté des volumes vers ces points, et elle prévoit que les livraisons effectuées par l'intermédiaire de ces points continueront d'approvisionner des marchés existants dans le nord-est des États-Unis.

**Tableau 6-5 : Débits annuels moyens dans la zone touchée (révisé)**

	Débit de la canalisation de TC vers la zone affectée		Approvisionnement du Québec <sup>1</sup>		Demande de la ZLE <sup>2</sup>		Exportations de TC à Iroquois (Waddington)		Autres points d'exportation <sup>3</sup>	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j
2000	57,9	2,04	-0,1	0,00	27,4	0,97	23,7	0,84	5,8	0,20
2001	54,1	1,91	-0,1	0,00	25,1	0,88	22,6	0,80	5,6	0,20
2002	58,0	2,05	-0,1	0,00	26,8	0,95	24,5	0,86	6,8	0,24
2003	57,1	2,02	-0,1	0,00	25,7	0,91	24,2	0,85	6,4	0,23
2004	56,5	2,00	0,0	0,00	24,7	0,87	24,8	0,88	6,5	0,23
2005	59,9	2,11	0,0	0,00	23,9	0,84	28,1	0,99	7,6	0,27
2006	59,7	2,11	0,0	0,00	24,1	0,85	27,9	0,98	6,7	0,24
2007	62,9	2,22	0,1	0,00	27,2	0,96	28,1	0,99	7,2	0,25
2008	56,7	2,00	0,0	0,00	24,1	0,85	26,5	0,94	6,0	0,21
2009	49,4	1,74	0,1	0,00	23,3	0,82	21,8	0,77	4,6	0,16
2010	42,8	1,51	0,0	0,00	23,1	0,82	16,6	0,59	3,4	0,12
2011	40,7	1,44	0,1	0,00	23,8	0,84	14,2	0,50	3,2	0,11
2012	43,0	1,52	0,0	0,00	23,5	0,83	15,2	0,54	5,2	0,18
2013	44,9	1,58	0,0	0,00	24,7	0,87	15,3	0,54	6,6	0,23
2014	39,3	1,39	0,1	0,00	24,9	0,88	11,2	0,39	5,2	0,18
2015	44,1	1,56	0,1	0,00	25,0	0,88	13,5	0,48	7,1	0,25
2016	40,6	1,43	0,2	0,01	24,8	0,88	9,5	0,33	6,5	0,23
2017	31,7	1,12	0,1	0,01	25,0	0,88	0,6	0,02	6,2	0,22
2018	28,3	1,00	0,1	0,01	25,7	0,91	-2,6	-0,09	5,3	0,19
2019	21,3	0,75	0,1	0,01	27,6	0,97	-11,7	-0,41	5,5	0,20
2020	21,8	0,77	0,1	0,01	27,9	0,98	-11,2	-0,40	5,2	0,19
2021	21,6	0,76	0,1	0,01	28,1	0,99	-11,6	-0,41	5,3	0,19
2022	21,2	0,75	0,1	0,01	30,3	1,07	-13,6	-0,48	4,7	0,17
2023	20,0	0,71	0,1	0,01	30,1	1,06	-14,9	-0,53	4,9	0,17
2024	20,4	0,72	0,1	0,01	30,2	1,06	-14,6	-0,52	5,0	0,17
2025	22,3	0,79	0,1	0,01	30,4	1,07	-13,4	-0,47	5,5	0,19
2026	22,6	0,80	0,1	0,01	30,3	1,07	-12,9	-0,45	5,4	0,19
2027	22,2	0,78	0,1	0,01	29,0	1,02	-12,0	-0,42	5,4	0,19
2028	19,8	0,70	0,1	0,01	29,2	1,03	-14,8	-0,52	5,5	0,20
2029	19,8	0,70	0,1	0,01	28,9	1,02	-14,3	-0,51	5,4	0,19
2030	22,2	0,78	0,1	0,01	28,9	1,02	-11,8	-0,42	5,2	0,18

Notes :

- Inclut le volume annuel net provenant des stocks.
- Inclut le combustible de pipeline.
- Inclut Cornwall, Napierville, Philipsburg et East Hereford.

## **6.5 QUESTIONS COMMERCIALES – GAZ NATUREL**

Dans le volume 2 de la Demande initiale, la section 6 décrit les critères qui ont été pris en compte et la méthode qui a été employée pour déterminer l'étendue des installations requises pour respecter les exigences de conception après le transfert d'actifs.

La conception des systèmes du Projet du réseau principal de l'Est a été mise à jour afin de refléter le changement dans les exigences de conception qui ont changées en fonction de la modification au calendrier en ce qui attrait à l'ASNC 2017, les processus commerciaux et de l'entente avec les SDL. La preuve suivante remplace, dans son intégrité, la preuve originale dans le volume 2, section 6.

La section 4.4 du présent volume a décrit les modalités du projet de transfert d'actifs et ses répercussions sur les divers segments de la canalisation principale, dont le raccourci de North Bay. La présente section décrit les critères qui ont été pris en compte et la méthode qui a été employée pour déterminer l'étendue des installations requises pour respecter les exigences de conception après le transfert du raccourci de North Bay à Énergie Est.

Dans une demande distincte, mais connexe, déposée simultanément à la présente demande, TransCanada demande l'approbation du Projet du réseau principal de l'Est. Étant donné que le Projet du réseau principal de l'Est et le transfert des installations devant être converties sont interdépendants, la conception des systèmes du Projet du réseau principal de l'Est est décrite dans la présente demande. Il convient de noter que la conception des systèmes n'est pas abordée dans la demande relative au Projet du réseau principal de l'Est, qui contient plutôt un renvoi à la présente demande relative à la cession d'actifs. Les aspects techniques des installations prévues sont présentés dans la demande relative au Projet du réseau principal de l'Est.

Le Projet du réseau principal de l'Est inclut la construction d'environ 279 km de pipeline d'un diamètre de 914 mm (DN 36) et d'une capacité de 6 450 kPa suivant généralement le tracé de la ligne de Montréal existante, ainsi que l'ajout de neuf groupes compresseurs d'une capacité de 11 MW à cinq stations de compression existantes.

La présente section donne une description générale de la conception des systèmes du Projet du réseau principal de l'Est, y compris en ce qui a trait aux aspects suivants :

- la conception hydraulique utilisée pour choisir les installations
- le processus de sélection des installations visées par la demande
- l'évaluation des autres installations qui ont été envisagées
- la capacité des installations visées par la demande

### 6.5.1 CONCEPTION HYDRAULIQUE GLOBALE DU PROJET

TransCanada a conçu son réseau de la canalisation principale de manière à respecter ses engagements de services de transport garanti tous les jours de l'année. Pour le triangle de l'Est, la condition de marche se veut une journée de pointe hivernale où il y a perte de l'unité principale de la région.

### 6.5.2 PROCESSUS DE CONCEPTION DES INSTALLATIONS

Le processus de conception des installations a été exécuté en trois étapes :

1. Détermination de l'option d'expansion la plus avantageuse : TransCanada a comparé les options d'expansion pour le raccourci de North Bay et la ligne de Montréal.
2. Choix des installations préliminaires : TransCanada a choisi le pipeline et les installations nécessaires le long de la ligne de Montréal afin de respecter les besoins en service garanti potentiels à la date de la cession d'actifs projetée.
3. Choix des installations définitives : Une fois que les ententes préalables résultant de l'ASNC 2016 et de l'ASNC 2017 ont été signées et que le processus commercial a été complété (dispositions relatives à la durée, processus de restitution), TransCanada a choisi un sous-ensemble des installations préliminaires lui permettant de respecter les besoins en service garanti existants et nouveaux combinés.

#### 6.5.2.1 Étape 1 : Détermination de l'option d'expansion préliminaire privilégiée

Dans le cadre du développement préliminaire du Projet du réseau principal de l'Est, TransCanada a comparé l'ajout d'installations le long de la ligne de Montréal et l'ajout d'installations le long du raccourci de North Bay. Pour respecter les besoins en service garanti à l'égard de la zone touchée, TransCanada propose d'ajouter des installations le long de la ligne de Montréal, puisqu'il s'agit du tracé le plus direct et le plus court permettant de répondre aux demandes de services reçues à la suite de l'ASNC 2016 et de l'ASNC 2017. Ce tracé permet de relier les sources d'approvisionnement émergentes du nord-est des États-Unis et les importants marchés du triangle de l'Est, et il constitue par conséquent le meilleur emplacement pour l'expansion.

#### 6.5.2.2 Étape 2 : Choix des installations préliminaires

Une fois qu'il a été établi que la ligne de Montréal constituait l'option la plus avantageuse, les options de conception suivantes ont été examinées pour les installations situées le long de la ligne de Montréal :

- options de diamètre des conduites
- options de capacité des groupes compresseurs

### Options de diamètre des conduites

Le diamètre de 914 mm (DN 36) a été jugé le plus approprié à la suite de la comparaison des capacités des conduites de diamètres de 762 mm, 914 mm et 1 067 mm (DN 30, 36 et 42, respectivement) une fois le système en boucle et sous pression (tableau 4.6-1). Les conduites DN 36 ont été choisies parce qu'elles offrent la capacité nécessaire pour respecter les besoins en service garanti après la cession d'actifs.

**Tableau 6-6 : Capacité des conduites des divers diamètres**

Diamètre	Longueur (km)	Augmentation maximale de la capacité (TJ/j)
762 mm (DN 30)	370	700
914 mm (DN 36)	370	1 200
1 067 mm (DN 42)	370	1 600

### Options de capacité des groupes compresseurs

Une option prévoyant l'ajout de groupes compresseurs d'une capacité quelque peu inférieure a été envisagée, mais celle-ci aurait nécessité le maintien en service (et l'entretien à des coûts de plus en plus élevés) des groupes compresseurs existants de la ligne de Montréal.

TransCanada propose de nouveaux groupes compresseurs alimentés au gaz d'une capacité uniforme de 11 MW. En outre, TransCanada entamera la désactivation des compresseurs électriques existants, qui ont été installés entre 1963 et 1972. Le compresseur de 7 MW de la station 134, qui a été installé en 2007, demeurera en service.

L'uniformisation des nouveaux compresseurs et la désactivation des compresseurs existants se traduiront par :

- des coûts d'exploitation moins élevés à long terme, compte tenu du coût en capital, du combustible et de l'entretien;
  - une réduction des travaux d'entretien et de remise en état des compresseurs existants;
  - une réduction des coûts de l'électricité, puisque les compresseurs électriques ne seront plus en service;
  - des bénéfices au chapitre du coût du capital en raison de l'uniformisation des compresseurs et de la configuration des stations de compression;
- une amélioration de la fiabilité et une réduction des coûts d'entretien, puisque les pièces des nouveaux compresseurs seront interchangeables.

### 6.5.2.3 Étape 3 : Choix des installations définitives

Une fois que les ententes préalables faisant suite à l'appel de soumissions sur la nouvelle capacité pour 2016 et 2017 (ASCN 2016 et ASCN 2017) ont été signées et que le processus commercial a été complété, les installations visées par la demande ont été choisies parce que celles-ci :

- permettent de respecter les exigences de conception qui comprennent la totalité des besoins en service garanti et la capacité supplémentaire;
- permettent au besoin l'augmentation future de la capacité d'une manière rentable.

Dans le cadre du choix d'un sous-groupe d'installations préliminaires, les tronçons de pipeline situés immédiatement en amont des compresseurs ont été privilégiés, puisqu'il s'agit de la méthode la plus efficace sur le plan hydraulique pour obtenir la capacité requise tout en minimisant la consommation de combustible.

Les conduites d'un diamètre de 914 mm (DN 36) sont demeurées l'option privilégiée pour respecter les besoins en service garanti. Comme il est indiqué dans la description du choix des installations préliminaires et le tableau 6-6, des conduites d'un diamètre de 762 mm (DN 30) permettraient de respecter les obligations prévues, toutefois :

- elles nécessiteraient une longueur supérieure à 279 km pour respecter les mêmes obligations;
- elles se traduiraient par des perturbations plus importantes des terres et des dérangements accrus pour les parties intéressées en raison de la longueur accrue;
- le coût du capital serait environ le même que dans le cas des installations visées par la demande en raison de la longueur accrue de la canalisation;
- elles entraîneraient une augmentation de la consommation de combustible par les compresseurs;
- elles limiteraient la possibilité d'augmenter au besoin la capacité de manière rentable.

La pression maximale d'exploitation (PEM) de 6 450 kPa a été choisie parce qu'elle correspond à celle du système existant.

### 6.5.3 INCIDENCES DES INSTALLATIONS PROJETÉES SUR LA CAPACITÉ

Le tableau présentant une comparaison de la capacité et des besoins figurant à la figure 6-12 indique la capacité pipelinière garantie après la cession d'actifs projetée, avec et sans les installations projetées, en fonction de l'exigence de conception de 2 714 TJ/j. Sans le Projet du réseau principal de l'Est, il manquerait environ 708 TJ/j de capacité garantie contractuelle, laquelle comprend la capacité supplémentaire.

La figure 6-13 présente le schéma d'écoulement pour le scénario de conception prévoyant une journée de pointe hivernale (avec les installations) pris en compte dans le tableau présentant une comparaison de la capacité et des besoins.

**Comparaison de la capacité et des besoins du réseau principal canadien<sup>1</sup>**

Zone touchée du triangle de l'Est de l'Ontario

	Journée de pointe hivernale avec perte d'un groupe compresseur		Journée de pointe estivale avec perte d'un groupe compresseur		Capacité hivernale moyenne (selon un facteur de capacité de 99 %)		Capacité estivale moyenne (selon un facteur de capacité de 99 %)	
	Sans installations proposées	Avec installations proposées	Sans installations proposées	Avec installations proposées	Sans installations proposées	Avec installations proposées	Sans installations proposées	Avec installations proposées
	(TJ/j)	(TJ/j)	(TJ/j)	(TJ/j)	(TJ/j)	(TJ/j)	(TJ/j)	(TJ/j)
<b>Besoins de la zone touchée</b>								
1. Cornwall	32	32	26	26	21	21	13	13
2. East Hereford	86	86	86	86	81	81	58	58
3. ZLE d'Enbridge	611	611	530	530	363	363	117	117
4. ZLE de GMT	948	948	726	726	444	444	242	242
5. Iroquois	545	545	545	545	415	415	120	120
6. ZLE de KPUC	23	23	12	12	17	17	7	7
7. Napierville	9	9	9	9	6	6	4	4
8. Philipsburg	85	85	65	65	34	34	19	19
9. ZLE d'Union	325	325	299	299	198	198	95	95
10. Capacité additionnelle	50	50	50	50	50	50	50	50
11. Besoins totaux	2714	2714	2347	2347	1629	1629	726	726
<b>Capacité de la zone touchée vers Les Cèdres</b>								
12. Capacité de réception	2029	2766	2016	2650	2133	2653	1948	2030
13. Carburant à pleine capacité	23	42	22	42	29	43	24	26
14. Capacité de conception (12-13)	2006	2724	1993	2608	2104	2610	1924	2005
<b>Capacité disponible de la zone touchée à Les Cèdres</b>								
15. Capacité disponible (14-11)	-708	10	-354	261	496	1007	1217	1299

<sup>1</sup>Besoins de la zone touchée au 1er avril 2019

**Figure 6-12 : Comparaison de la capacité et des besoins (Révisée)**

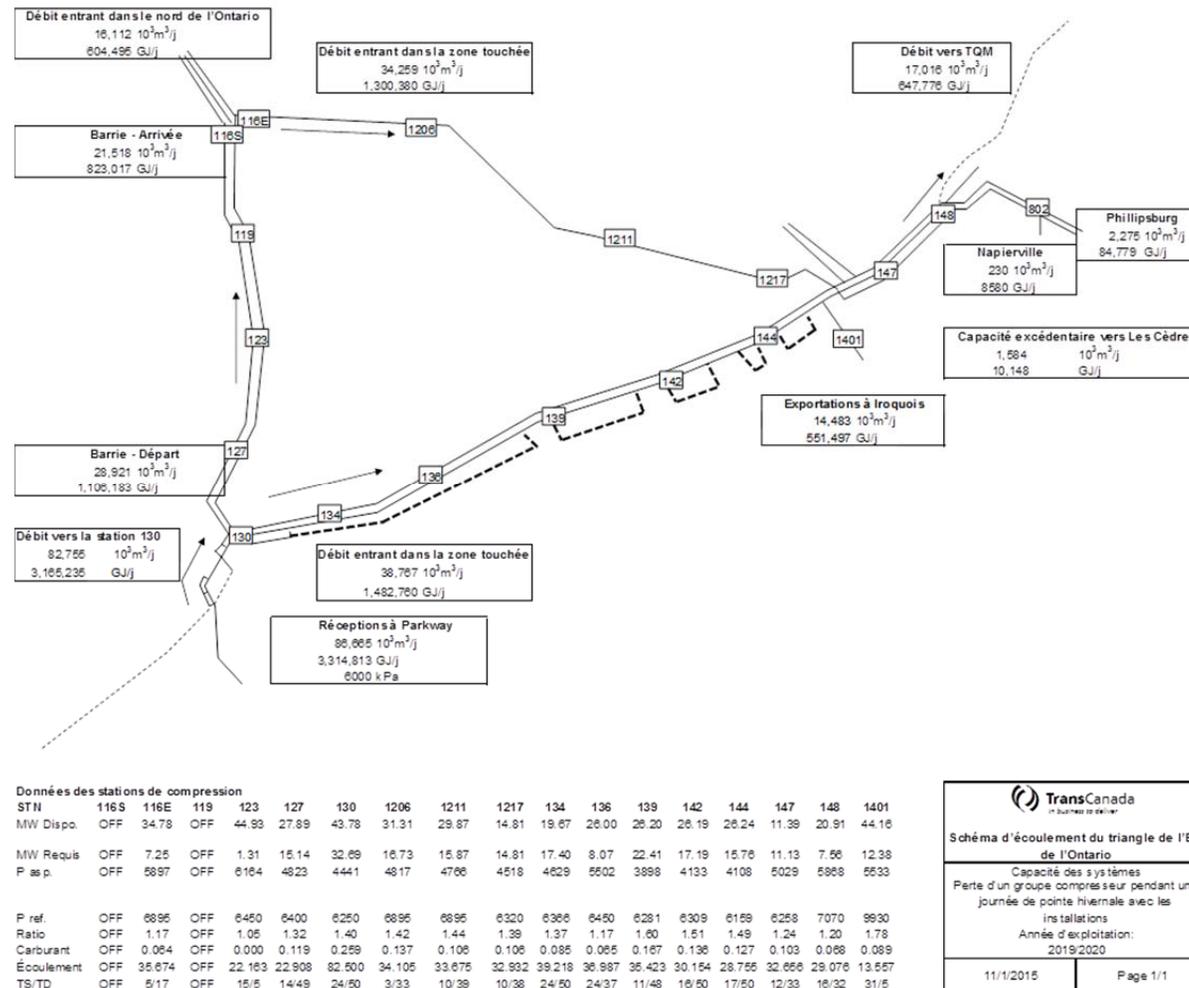


Figure 6-13 : Schéma d'écoulement dans le triangle de l'est (Révisé)