

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

Projet Oléoduc Énergie Est de
TransCanada – section québécoise

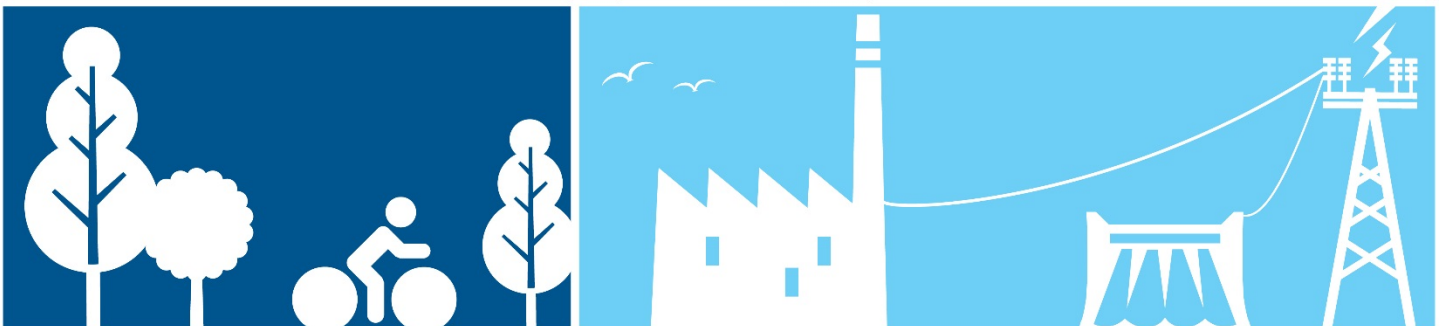
6211-18-018



Évaluations
environnementales
stratégiques sur les
hydrocarbures

Identification des marchés
potentiels internes et externes
pour la ressource produite et des
effets de déplacements potentiels
au Québec (G-ECN-04)

30 septembre 2015



Identification des marchés potentiels internes et externes pour la ressource produite et des effets de déplacement potentiels au Québec (G-ECN-04)

Pierre-Olivier Pineau

Professeur titulaire, Département de sciences de la gestion

&

Sylvain M. Audette

Professeur invité, Département du marketing

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : Créée en 2013, la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'augmenter les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie, dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. Pour plus d'information ou pour consulter nos autres publications, visitez le site <http://energie.hec.ca>.

Version finale - 30 septembre 2015

Chaire de gestion du secteur de l'énergie

HEC Montréal
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) Canada
H3T 2A7

Copyright©2015 HEC Montréal. Tous droits réservés pour tous pays. Toute traduction et toute reproduction sous quelque forme que ce soit sont interdites. Les textes publiés dans la série des rapports d'étude n'engagent que la responsabilité de(s) auteur(s).

TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos	1
Sommaire exécutif	2
1. Portrait de l’approvisionnement en hydrocarbures au Québec	4
1.1 Une introduction à la chaîne de valeur des hydrocarbures.....	4
1.1.1 Chaîne de valeur globale des hydrocarbures.....	8
1.1.2 Illustration des flux d’hydrocarbures au Québec en 2014 (diagramme Sankey)	10
1.2 Marché interne québécois du gaz naturel.....	13
1.2.1 Descriptif du marché	13
1.2.2 Acteurs	14
1.2.3 Contrats d’approvisionnement.....	16
1.3 Marché interne québécois des liquides de gaz naturel.....	22
1.3.1 Descriptif du marché	22
1.3.2 Acteurs	22
1.3.3 Contrats d’approvisionnement.....	23
1.4 Marché interne québécois du pétrole et des produits pétroliers	24
1.4.1 Descriptif du marché	24
1.4.2 Acteurs	25
1.4.3 Contrats d’approvisionnement.....	28
2. Prévisions de la demande en hydrocarbures	31
2.1 Les prévisions officielles.....	31
2.1.1 Prévisions pour le Québec	31
2.1.2 Prévisions pour le Canada	34
2.1.3 Prévisions pour les États-Unis	36
2.1.4 Prévisions pour le marché mondial	38
2.2 Les prévisions sous contraintes d’émissions de gaz à effet de serre compatibles avec une hausse de température à 2°C (Accord de Copenhague)	39
2.3 Opportunités locales pour une production québécoise d’hydrocarbures	43
3. Marchés d’exportation des hydrocarbures québécois	45
3.1 Marchés externes pour le gaz naturel québécois	45
3.1.1 Options d’exportations du gaz naturel québécois.....	46
3.1.2 Vers les marchés continentaux	46
3.1.3 Vers des marchés par transformation en GNL.....	55
3.1.4 Conclusions sur les options d’exportations du gaz naturel québécois	64

3.2	Marchés externes pour les liquides de gaz naturel (LGN).....	65
3.2.1	Options d'exportation des LGN québécois.....	67
3.2.2	Conclusion sur les options d'exportation des LGN québécois.....	70
3.3	Marchés externes pour le pétrole et les produits pétroliers québécois.....	71
3.3.1	Options d'exportation du pétrole et produits pétroliers québécois.....	71
3.3.2	Conclusions pour les options d'exportation du pétrole et produits pétroliers.....	72
4.	Le cas de l'île d'anticosti	73
4.1	Les marchés potentiels pour le gaz naturel d'Anticosti.....	74
4.1.1	Option 1 : Le marché du gaz naturel de la Côte-Nord.....	76
4.1.2	Option 2 : La demande du Québec couvert par le réseau de distribution	76
4.1.3	Option 3 : La demande des Maritimes	79
4.1.4	Option 4 : la demande internationale, incluant l'est des États-Unis.....	80
4.2	Les marchés potentiels pour le pétrole d'Anticosti.....	81
4.3	Conclusion pour l'île d'Anticosti au Québec	82
5.	Conclusion	83
6.	Références.....	84
7.	Annexes	91

AVANT-PROPOS

Le présent rapport a été réalisé pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures annoncées le 30 mai 2014. Le contenu de ce document est celui des auteurs et n'engage pas le gouvernement du Québec.

Nous tenons à remercier Julie Cusson et Kunal Saha (Énergie Valero), Jean Côté (Suncor Énergie), Richard Vinet (Produits Pétroliers Norcan) et Patrick Cabana (Gaz Métro) pour les entretiens qui nous ont permis d'obtenir certaines informations sur les hydrocarbures au Québec et aussi de mieux affiner notre compréhension du secteur. Nous remercions aussi le Ministère de l'énergie et des ressources naturelles pour les commentaires et suggestions qui nous ont été transmises.

Les données en énergie sont disponibles en plusieurs unités, exprimées couramment selon leurs acronymes anglais ou français. Pour faire référence à des quantités d'énergie, ce rapport utilise le plus souvent une unité commune, les pétajoules (PJ, soit un million de gigajoule, GJ). D'autres unités sont cependant aussi utilisées, le plus souvent en suivant la notation proposée par l'Office nationale de l'énergie (ONÉ, 2015). Les lecteurs sont invités à consulter les sites suivants au besoin, pour les aider à passer d'une unité à l'autre :

- Référence en français : Tables de conversion d'unités d'énergie (<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/tl/cnvrsntbl/cnvrsntbl-fra.html>)
- Référence en anglais : Energy Conversion Tables (<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/tl/cnvrsntbl/cnvrsntbl-eng.html>)

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Ce document dresse un portrait du secteur des hydrocarbures au Québec, puis évalue les marchés potentiels internes et externes dans lesquels une éventuelle production québécoise d'hydrocarbures pourrait être vendue. Pour réaliser cette analyse, les chaînes de valeur du gaz naturel, des liquides de gaz naturel (LGN, principalement l'éthane, le propane et le butane) et du pétrole sont étudiées. Les contextes nord-américains et mondiaux de la production et de la demande d'hydrocarbures sont pris en compte, tout comme les contraintes sur les émissions de gaz à effet de serre.

Plusieurs constats sont faits. Tout d'abord, le Québec possède des marchés bien structurés du gaz naturel, LGN et pétrole, animés par plusieurs acteurs, dont certains occupent des positions importantes (par exemple Gaz Métro, Valero et Suncor). Les approvisionnements de ces principaux acteurs sont cependant gérés très différemment selon le secteur : si des contrats de transport à long-terme contraignent le distributeur de gaz naturel à s'approvisionner principalement de certaines sources pour des horizons de 10 à 15 ans, les contrats d'approvisionnement en pétrole brut sont beaucoup plus flexibles. Les raffineries ont ainsi beaucoup plus de souplesse pour changer la provenance de leurs approvisionnements. En ce sens elles pourraient acheter un pétrole québécois rapidement, s'il était disponible et compétitif, tandis que Gaz Métro a peu de flexibilité à court et moyen terme pour se procurer du gaz naturel québécois, s'il était disponible et compétitif.

D'une manière générale, le potentiel de création de valeur à partir de la production d'hydrocarbures au Québec dépendra en grande partie de la composition physique de la ressource locale et du coût des infrastructures à mettre en place pour la valoriser, autant sur le marché local que continental ou mondial. Cette composition physique et ces coûts d'infrastructure étant encore largement inconnus ou incertains, il est difficile d'apporter une conclusion définitive sur le potentiel économique de la production d'hydrocarbures. Cela dit, des éléments se dégagent pour le gaz naturel, les LGN et le pétrole.

Gaz naturel

Le marché interne québécois du gaz naturel pour son utilisation et/ou sa valorisation par transformation en gaz naturel liquéfié (GNL) est captif des infrastructures et des prix qui doivent transiter par le « triangle de l'est ». Une production locale significative pourrait offrir d'autres options, réduire les coûts dans certains emplacements géographiques de la province et diminuer les risques en période de pointe hivernale. La valorisation du gaz naturel produit sur le territoire québécois à l'horizon 2030 pourrait donc se faire moyennant l'aménagement de certaines infrastructures locales et la renégociation de contrats d'approvisionnement en transport.

La production locale de gaz naturel pourrait profiter d'une nouvelle chaîne de valeur liée à l'utilisation du GNL à petite échelle. Cette filière est en plein développement au Québec et offre des options de valorisation pour des usages comme le transport lourd par camion, transport par train, transport par navire, la production d'électricité, et l'alimentation en gaz naturel en régions éloignées.

Tout comme pour les LGN et le pétrole, le potentiel d'exportation sur les marchés continentaux Nord-Américain et mondiaux d'une éventuelle production québécoise de gaz naturel devra se faire dans un contexte de concurrence accrue des producteurs existants canadiens, américains et également d'éventuels nouveaux gisements au large de Terre-Neuve-Labrador. Les prix de tous les hydrocarbures sont prévus rester bas jusqu'en 2030.

Liquides de gaz naturel (principalement l'éthane, le propane et le butane)

Ils pourraient représenter une part importante de la production d'hydrocarbures québécois, mais seraient difficiles à valoriser. Des installations particulières de transport et de traitement devraient leur être dédiées, alors que les marchés nord-américains connaissent une abondante production de LGN. Des investissements dans des installations qui utilisent et valorisent les LGN ont déjà lieu dans plusieurs régions d'Amérique du Nord, qui bénéficient par ailleurs d'une meilleure synergie avec l'industrie pétrochimique, qui y est souvent plus développée. Le Québec serait un nouvel entrant dans ce secteur, qui ne bénéficierait pas de prix élevés, à cause de l'abondance de LGN sur les marchés.

Des débouchés dans certaines niches pourraient cependant être trouvés, soit avec les installations pétrochimiques existantes, ou dans de nouvelles installations, du type de celles que IFFCO Canada voudrait construire à Bécancour (usine d'urée).

Pétrole

Une production québécoise de pétrole, même si elle serait moins contrainte géographiquement que le gaz naturel et les LGN, ferait tout de même face à la nécessité d'avoir des infrastructures de transport compétitives (terminaux maritimes de chargement). Celles-ci requerraient des investissements importants, que les prix actuels du pétrole et l'abondance de sources alternatives d'approvisionnement ne rendent pas attrayants.

Si la production et le transport de pétrole pouvait se faire de manière compétitive au Québec, il n'y aurait que très peu de contraintes à l'utilisation du pétrole dans les raffineries québécoises, dans la mesure où les caractéristiques physiques de ce pétrole correspondent aux exigences techniques de la configuration de ces raffineries. Tout comme le pétrole de la côte est du Canada, il pourrait aussi être exporté en Europe ou en Asie.

Prévisions de la demande

Les prévisions de la demande sont plus optimistes pour le gaz naturel que pour les produits pétroliers raffinés (PPR). Autant au Québec qu'en Amérique du Nord, on anticipe que la demande de PPR stagne, tandis que la demande de gaz naturel pourrait croître. À l'échelle mondiale, les prévisions sont cependant croissantes pour tous les hydrocarbures. Dans ce sens, des marchés, au moins mondiaux, existeraient pour une production additionnelle d'hydrocarbures. Cependant, comme indiqué précédemment, l'offre abondante de pétrole et de gaz naturel fait peser des pressions sur le prix de tous les hydrocarbures, qui est prévu rester bas jusqu'en 2030 : moins de 100\$ le baril pour le pétrole (WTI) et moins de 6\$ par million de Btu pour le gaz naturel.

Scénario avec contraintes sur les émissions de gaz à effet de serre (GES)

En ajoutant des contraintes sur les émissions de GES, ayant pour objectif de limiter le réchauffement climatique à 2°C en 2100 par rapport à l'ère préindustrielle, la consommation de PPR doit chuter, autant au niveau mondial que québécois. À l'échelle mondiale, par contre, il pourrait y avoir une croissance de la consommation de gaz naturel, même si celle-ci décroissait aux États-Unis.

Pour le Québec, ces contraintes pourraient signifier la disparition complète de l'actuelle utilisation d'environ 315 000 barils par jour de pétrole pour des usages énergétiques d'ici 2050, et un maintien de l'utilisation du gaz naturel dans des quantités similaires à la consommation de 2013 (environ 200 PJ, soit 5,2 milliards de m³ ou 184 Bcf). Malgré ces réductions drastiques, une consommation d'environ 40 000 barils de pétrole par jour pourrait toujours se maintenir, pour des usages non-énergétique (asphalte, pétrochimie, etc.).

En conclusion, les défis importants des coûts de production et d'infrastructure (encore incertains) pourraient limiter le potentiel de marché des hydrocarbures québécois, dans un contexte de bas prix et d'offre abondante. La demande locale et mondiale, qui n'est pas en forte croissance, pourrait être amenée à décroître si des contraintes sur les émissions de GES devenaient plus sévères. Malgré cela, une consommation d'hydrocarbures se maintiendra au Québec. Des niches pourraient être trouvées pour des producteurs, à court terme comme à long terme. Elles seraient marginalement profitables à l'économie du Québec, si ces producteurs étaient compétitifs à l'échelle mondiale.

1. PORTRAIT DE L'APPROVISIONNEMENT EN HYDROCARBURES AU QUÉBEC

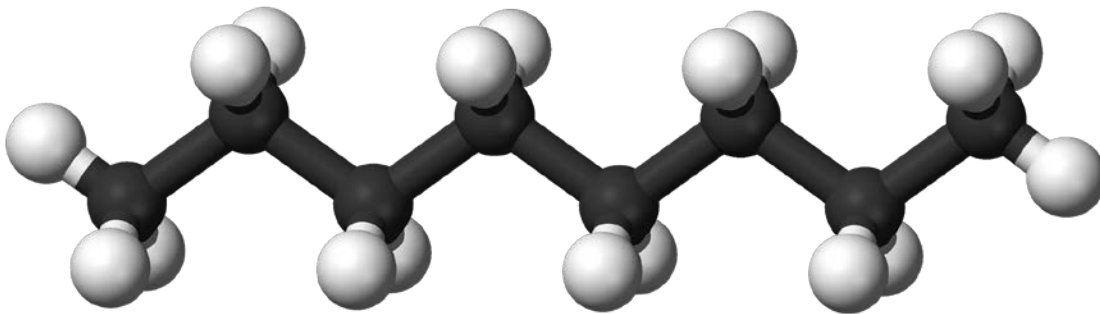
1.1 Une introduction à la chaîne de valeur des hydrocarbures

Si le pétrole est un hydrocarbure très connu du grand public, ce niveau de familiarité est trompeur. Le pétrole n'est en effet pas un produit standard unique, et les produits issus du pétrole sont beaucoup plus variés que l'essence ordinaire, le principal produit pétrolier (PPR) vendu dans les marchés nord-américains, ainsi qu'au Québec.

Cette section offre un aperçu de cette complexité des hydrocarbures, tels qu'extraits de l'écorce terrestre, et des différents produits commerciaux disponibles et utilisés dans les marchés.

Les hydrocarbures sont des composés organiques constitués d'atomes de carbone (symbole C) et d'hydrogène (H). La molécule la plus simple est celle du méthane (un atome de carbone et quatre d'hydrogène, CH₄), mais des molécules constituées de chaînes de carbone bien plus longues existent. Par exemple, la molécule d'octane, qui se retrouve dans l'essence, contient huit atomes de carbone et 18 d'hydrogènes (C₈H₁₈). La figure 1.1 illustre une molécule d'octane, où les atomes de carbone sont en noir et ceux d'hydrogène en blanc.

Figure 1.1 La molécule d'octane (Ben Mills et Jynto, 2015)



On regroupe les hydrocarbures en trois classes :

- **Gaz naturel** (méthane).
- **Liquides de gaz naturel** (LGN) ou **condensats**, qui regroupent les molécules d'hydrocarbures ayant de 2 à 8 atomes de carbone : C₂H₆ à C₈H₁₈ (AIE, 2010; voir aussi CERI, 2012). Les condensats désignent la même famille, mais avec une composition plus forte en molécules ayant davantage de carbone (Herrmann et al., 2013). Il est à noter que régulièrement, notamment dans les publications de l'Office national de l'énergie ou de Statistique Canada, les LNG ne font référence qu'au groupe éthane-propane-butane.
- **Pétrole brut**, un mélange de molécules plus lourdes (ayant plus d'atomes de carbones).

Ces hydrocarbures sont extraits par forage et sortent en combinaisons variables selon les gisements. Certains gisements contiennent surtout du gaz naturel, peu de LGN et pas de pétrole, alors que d'autres sont plus riches en pétrole et en LNG, avec peu de gaz naturel. Le tableau 1.1 synthétise les principaux hydrocarbures selon cette classification.

Tableau 1.1 Hydrocarbures

Groupe	Sous-groupe	Nom	Formule	Usage typique
Gaz naturel		Méthane	CH ₄	Combustible
		Éthane	C ₂ H ₆	Pétrochimie
LGN / Condensats	Gaz de pétrole liquéfié	Propane	C ₃ H ₈	Combustible
		Butane	C ₄ H ₁₀	Combustible
		Pentane	C ₅ H ₁₂	Pétrochimie et combustible
		Hexane	C ₆ H ₁₄	Pétrochimie et combustible
		Heptane	C ₇ H ₁₆	Pétrochimie et combustible
		Octane	C ₈ H ₁₈	Combustible
Pétrole brut			Plus de 8 C	Intrant pour la production de produits pétroliers raffinés

Dans tous les cas, les hydrocarbures extraits doivent subir un traitement avant d'être mis en marché. Le gaz naturel doit être traité, pour isoler ce qui n'est pas désirable (eau, CO₂, soufre) de ce qui est va être vendu séparément : le méthane et les LGN, essentiellement l'éthane, le propane et le butane associés. On sépare aussi du pétrole extrait le gaz naturel et les LGN, avant de raffiner le pétrole pour produire différents produits pétroliers raffinés. À noter que dans ce processus de raffinage, des LGN vont aussi être produits, résultant du processus de séparation des différentes molécules contenus dans le pétrole et de la création de nouvelles molécules. Les nouvelles molécules obtenus dans les processus de raffinage peuvent avoir moins de carbone, par craquage de molécules plus grosses, ou davantage, en combinant des molécules plus petites. L'annexe 1 présente un schéma détaillé des différentes étapes du raffinage.

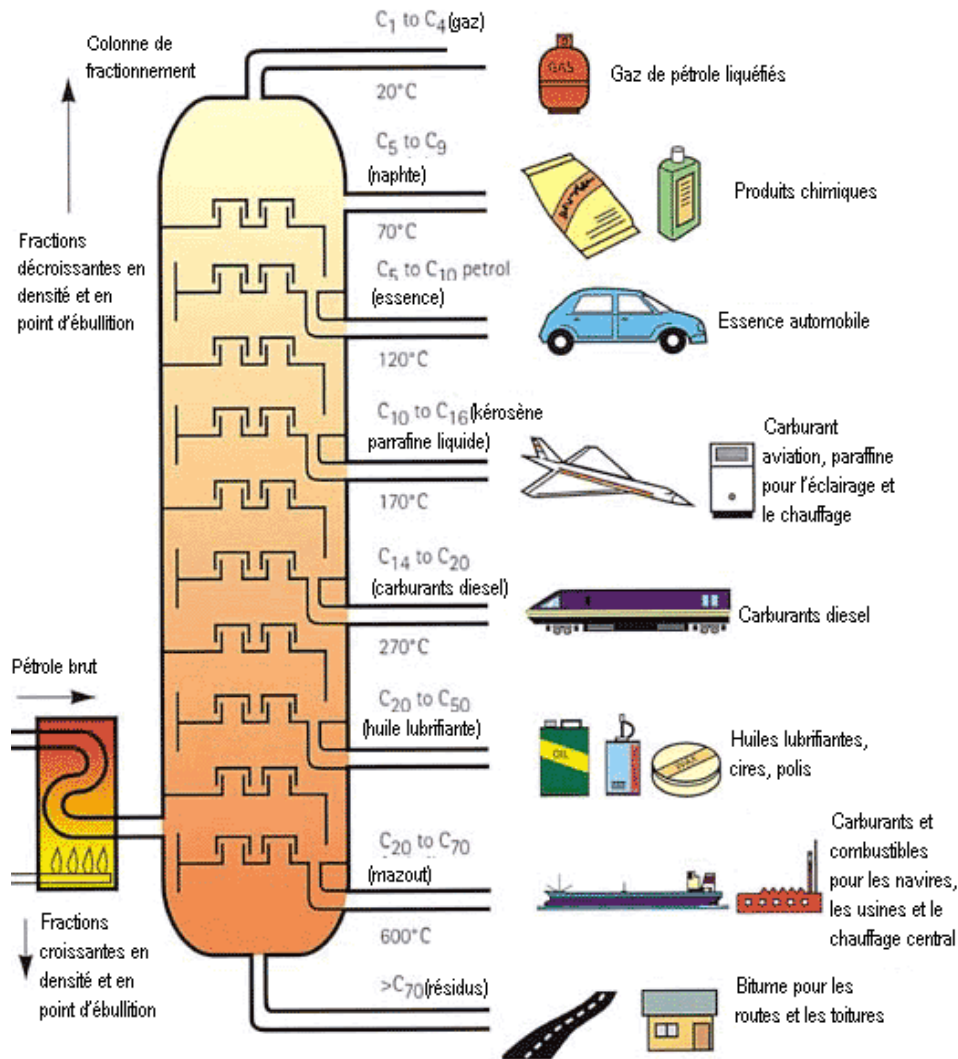
Chaque gisement de pétrole est distinct et présente un pétrole ayant des caractéristiques spécifiques. La densité (en «degré API»¹, mesurant la teneur en produits plus légers, i.e. moins de molécules de carbone, ou en produits plus lourds), la teneur en soufre, l'acidité («sweet» ou «sour») sont les principales caractéristiques utilisées pour classer les différents types de pétrole. Dans le processus de raffinage, ces caractéristiques sont importantes à prendre en compte, parce qu'une raffinerie a besoin d'équipements différents pour raffiner différents types de pétrole et produire différents PPR, dans des quantités souhaitées.

Les PPR sont aussi d'une grande diversité. Ils peuvent être classés en différentes catégories (Downey, 2009; Herrmann et al., 2013), voir aussi la figure 1.2 :

- Gaz :
 - Gaz naturel (méthane);
 - LGN (le plus souvent le groupe éthane-propane-butane).
- Distillats légers («light-ends distillats») :
 - Naphta (léger ou lourd), qui sont parfois catégorisés dans les LGN, et qui sont utilisés dans la pétrochimie («charge pétrochimique») ou dans la composition des carburants;
 - Essence (d'aviation et pour moteur de véhicules routier).
- Distillats moyens («middle distillates») :
 - Kérosène, incluant le carburant d'aviation («jet fuel») et le kérosène;
 - Gazoles («light fuel oils / gas oils»), groupant le diesel et le mazout léger (huile à chauffage).
- Distillats lourds (coupes lourdes) :
 - Mazout lourds, utilisés comme carburant maritime («bunker fuel») ou l'industrie, comme source d'énergie pour les chaudières («heavy fuel oil»);
 - Résidus (asphalte, coke de pétrole).

¹ Cette unité de densité a été définie par la *American Petroleum Institute* (API) et porte ainsi son nom.

Figure 1.2 Illustration de la chaîne de valeur du pétrole selon teneur carbone de C1 à >C70 (Parlement du Canada, 2012)



À titre d'exemple, la production de diesel et d'essence compte pour 62% des produits extraits du pétrole canadien. Une part de 14% alimente la pétrochimie et le reste de l'utilisation moyenne est réparti entre le bitume (4%), les combustibles légers (7%), lourds (7%), aériens (4%) et enfin le propane et le butane (2%) (CAPP, 2015). Évidemment, la quantité et la valeur des produits extraits d'un baril de pétrole variera en fonction de sa propre composition, selon sa provenance, il s'agit là du premier maillon de la chaîne de valeur qui servira à déterminer les potentiels pour le commercialiser dans un marché donné.

Le potentiel de création de valeur des hydrocarbures dépend de sa composition d'origine mais aussi, avant même de pouvoir faire un choix pour le transporter vers les marchés, de la présence en plus ou moins grande quantité de composantes non carbonées, qui peuvent souvent abaisser la valeur d'un baril de pétrole ou d'un mètre cube de gaz naturel, en raison du besoin de devoir le traiter avant de le commercialiser. Pour les produits du pétrole, par rapport à ceux du gaz naturel, il est généralement admis que les options de transports sont plus développées, grâce à leur état liquide dans des conditions de pression normales.

Pour le gaz naturel, le traitement à la tête du puits («well head gas») peut sembler plus simple que pour le pétrole, qui doit être raffiné. Il n'en demeure pas moins que le gaz naturel brut nécessite également des traitements, surtout s'il est destiné à une injection dans un réseau de transport ou de distribution.

Le terme gaz naturel brut («raw natural gas») est utilisé pour désigner les produits à l'état gazeux extraits lors de l'exploitation d'un puits d'hydrocarbure. Le gaz naturel peut en fait provenir d'un puits de pétrole, d'un puits de gaz naturel ou d'un puits de condensat. Le gaz d'un puits de pétrole est souvent désigné comme du gaz associé («associated gas»), qui a son tour peut être désigné comme du gaz qui sort déjà séparé du pétrole, du gaz libre («free gas») ou bien du gaz dilué («dissolved gas») dans le puits de pétrole. Le gaz qui provient de puits de gaz ou de condensat est désigné comme du gaz non associé («non associated gas»), le gaz d'un puits de gaz est alors du gaz brut alors que pour un puits de condensat, il va aussi produire un hydrocarbure semi-liquide, plus lourd, en plus du gaz naturel brut. Sans égard à la source selon le type de puits, le gaz naturel brut est principalement composé de méthane (CH₄, ou de type C1) : entre 80 et 95% du volume total extrait. Avec l'état des technologies de raffinage, plusieurs produits fabriqués à partir du pétrole brut pourraient l'être à partir du gaz naturel brut ou des condensats, même ceux plus lourds en carbone (Seddon, 2006). Ceci ferait du gaz naturel une énergie de transition, après le passage du charbon au pétrole, les prochaines décennies pourraient être celles de l'utilisation du gaz pour produire les produits de consommation courantes.

Tableau 1.2 Étapes du traitement du gaz naturel brut avant sa commercialisation

Étape 1	Étape 2	Étape 3	Étape 4
Séparer le pétrole, les condensats et le gaz naturel brut	Enlever l'eau du gaz naturel brut	Extraire les LGN à valoriser	Enlever le soufre, le CO ₂ , et autres

La création de valeur débute dès l'extraction des hydrocarbures, en passant d'abord par un premier traitement («scrubbing & heating») de base près de la tête des puits («wellhead»), ou dans le système de collecte («gathering pipes») en attendant qu'il atteigne l'usine de traitement pour le rendre conforme aux exigences en vigueur, ou selon le moyen de transport choisi et son usage. Ainsi sa valeur initiale va varier considérablement selon sa composition en produits carbonés et liquides commercialisables tel que décrit précédemment mais aussi, en fonction des différents sites de production, il faut également connaître les autres composantes sans carbone comme l'eau, le nitrogène, l'hélium, l'oxygène, le mercure, le soufre, sulfure d'hydrogène, ou le dioxyde de carbone qui peuvent augmenter ou diminuer sa valeur commerciale (Seddon, 2006, page 31 à 54).

Tableau 1.3 Exemple de variation des composantes dans différents sites de production de gaz aux USA (George et Bowles, 2011)

Component (Volume %)	U.S. Mean Value ^[2]	Shale Gases ^[1] (major components, before processing)								
		Site 1	Site 2	Site 3	Site 4	Site 5	Site 6	Site 7	Site 8	Site 9
Methane	94.3	79.4	82.1	83.8	95.5	95.0	80.3	81.2	91.8	93.7
Ethane	2.7	16.1	14.0	12.0	3.0	0.1	8.1	11.8	4.4	2.6
Propane	0.6	4.0	3.5	3.0	1.0	0.0	2.3	5.2	0.4	0.0
Butane	0.2									
Pentane	0.2									
Carbon Dioxide	0.5	0.1	0.1	0.9	0.3	4.8	1.4	0.3	2.3	2.7
Nitrogen	1.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.1	7.9	1.5	1.1	1.0
Total Inerts (CO ₂ +N ₂)	2.0	0.5	0.4	1.2	0.5	4.9	9.3	1.8	3.4	3.7
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Note 1 : Sites incluant Marcellus, Antrim, Barnett, Fayetteville, Haynesville. Note 2 : Pourcentage moyens.

Il existe plusieurs innovations techniques pour réaliser les étapes 1 à 4 du tableau 1.2 et ainsi rendre le gaz naturel commercialisable, créer un avantage concurrentiel spécifique en fonction des particularités de la source et des puits, ce n'est pas l'objet de ce rapport mais c'est crucial pour créer de la valeur. Notamment, pour le gaz naturel qui est plus ou moins saturé en eau, il faut souvent l'assécher avant même de l'injecter dans les réseaux de transport brut ou le liquéfier pour le transporter, car dans les régions plus froides, il existe

un risque de formation d'hydrates solides qui peuvent paralyser les équipements. Cette dernière contrainte, dans les régions nordiques, avant le traitement en usine peut réduire le potentiel de création de valeur par rapport à d'autres régions du monde. Notons aussi que le terme anglais « wet gas » ne signifie pas qu'il est encore saturé en eau mais qu'il contient suffisamment d'éthane, propane ou butane pour être condensé et revalorisé. L'éthane en particulier est recherché à la base de sa propre chaîne de valeur dans l'industrie pétrochimique. La révolution technologique ayant conduit à l'exploitation des formations de shale aux États-Unis, souvent plus riches en éthane, ont donné un nouvel élan au secteur pétrochimique américain même, dans une moindre mesure, canadien.

1.1.1 Chaîne de valeur globale des hydrocarbures

Au-delà de la matière brute, des obligations de traitement à la sortie des puits, et de la proportion de liquides de gaz naturel ou LGN (ayant plus ou moins de valeur marchande), le potentiel de valorisation des hydrocarbures passent par l'accès au marché de consommation des produits. D'abord les raffineries pour le pétrole, et les usines de traitement pour le gaz naturel. Les distances, options et coûts de transport deviennent un maillon crucial pour espérer valoriser les hydrocarbures dans un marché donné. Un des gros avantages de la nouvelle production de pétrole et gaz de shale aux États-Unis est de pouvoir compter sur des options terrestres diversifiées, incluant les canalisations (pipelines), le réseau ferroviaire, les voies maritimes (notamment au Texas), et aussi le réseau routier. Les figures 1.3 et 1.4 illustrent pour le pétrole et le gaz naturel cette chaîne logistique, qui devient la chaîne de valeur de la filière. Pour le gaz naturel, des étapes de compression ou de liquéfaction puis de regazéification dans ce dernier cas sont cependant nécessaires pour utiliser un transport autre que par gazoduc.

Figure 1.3 Valorisation du pétrole brut (CEPA, 2015a)

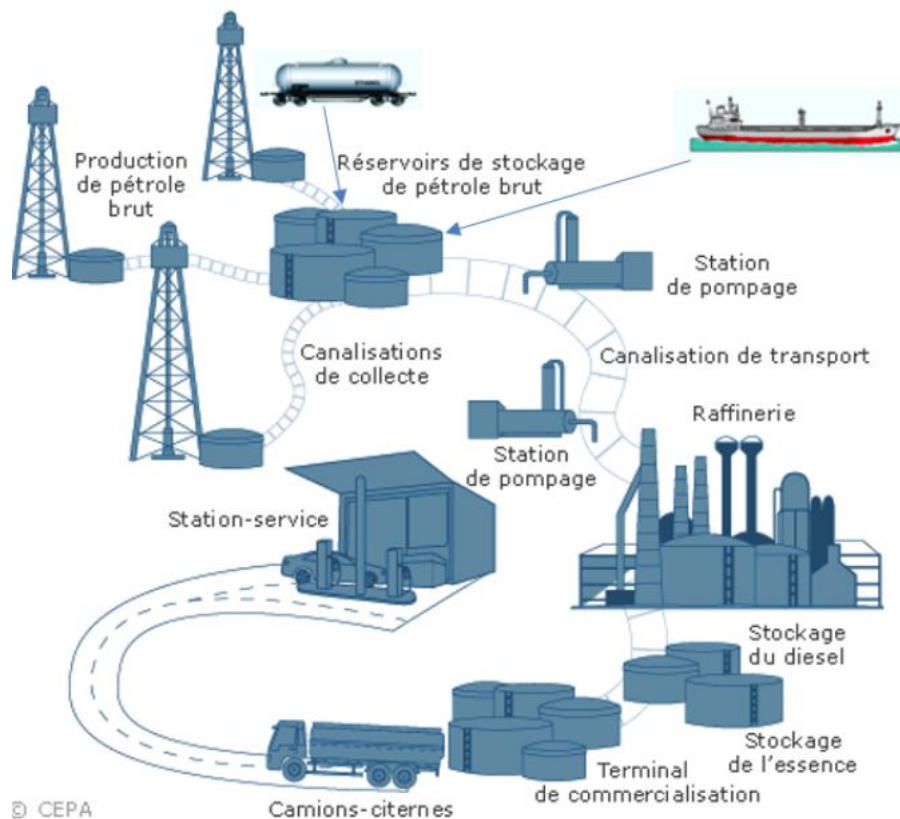
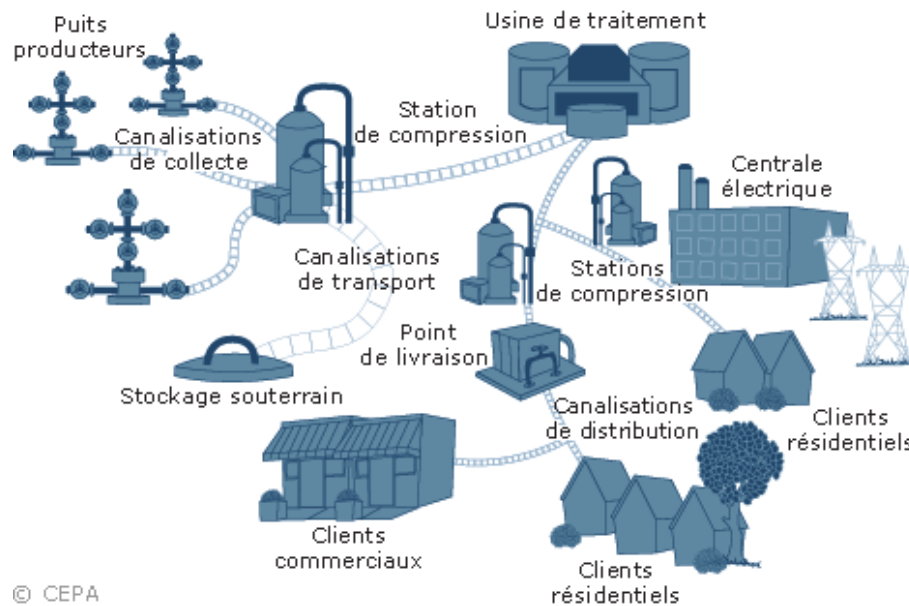


Figure 1.4 Valorisation du gaz naturel par canalisations (CEPA, 2015b)



Il est généralement admis qu'en raison des différentes options de transport des hydrocarbures, la valorisation du pétrole pour atteindre différents marchés est plus facile par rapport à la valorisation des sites de production de gaz naturel. En fait, les options et technologies de transport du pétrole ont effectivement bénéficié de plusieurs décennies d'innovation permettant le développement d'infrastructures plus diversifiées avec les baisses de coûts en transport qui sont venus avec une économie largement basée sur le pétrole et ses produits.

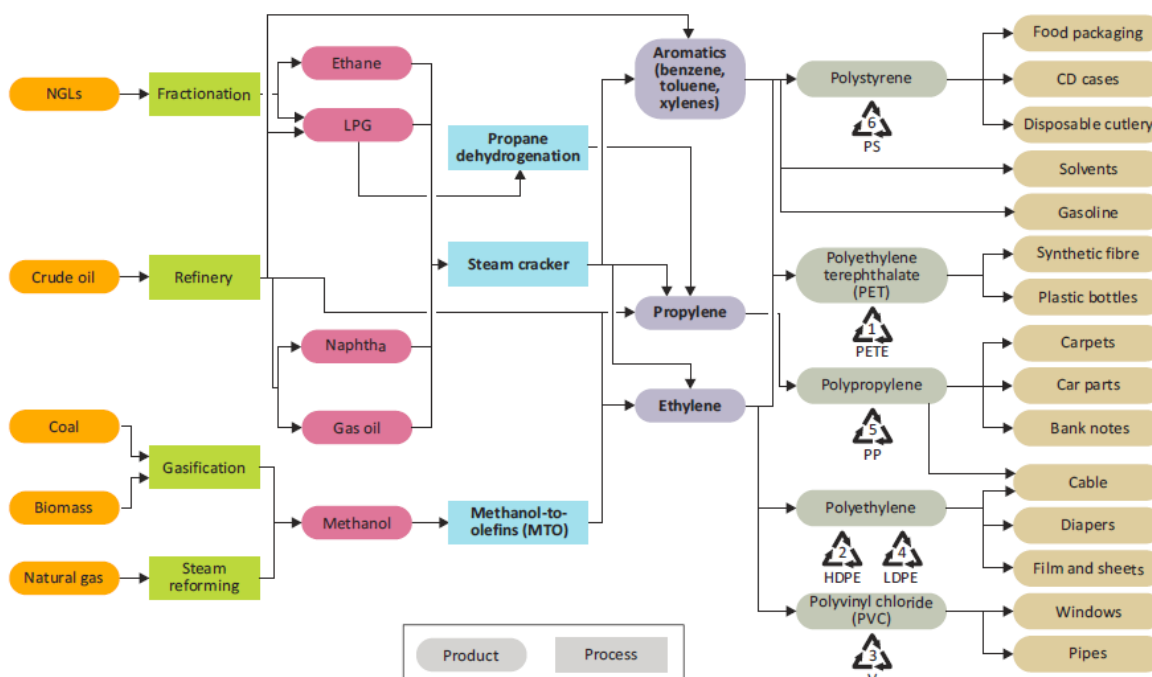
Cependant, la force des prix du gaz naturel, en même temps que ceux du pétrole atteignaient des sommets avant la crise financière de 2008, a également eu pour effet de stimuler l'innovation en amont de la chaîne de valeur du gaz naturel. Par la suite, lorsque les prix du gaz naturel se sont effondrés, ce sont les bas prix à la tête du puits (amont) par rapport aux nouveaux marchés en pleine croissance comme celui de la production d'électricité ou le transport lourd utilisant du gaz naturel liquéfié (GNL) comme combustible (aval), qui ont stimulé l'innovation dans l'industrie. Avec des bas prix, l'industrie gazière devait ensuite innover plutôt en aval de sa chaîne de valeur pour accéder à ces nouveaux marchés jusque-là inaccessibles avec des prix de fourniture passés, c'est maintenant du côté de la demande, en aval de la chaîne que l'essentiel de valeur pouvait se créer. Par exemple, nous voyons apparaître des projets de petites usines de liquéfaction plus près des sites de production ou sur des axes routiers importants, à l'intérieur du continent, pas nécessairement le long des côtes pour de l'exportation maritime, pour permettre aux producteurs de gaz naturel en amont de percer des marchés loin des canalisations existantes ou pour simplement ravitailler des véhicules lourds utilisant le GNL comme source combustible en transport routier, ferroviaire ou maritime.

En plus de la chaîne de valeur énergétique, la plus connue et la plus importante, une part significative des hydrocarbures est destinée à la pétrochimie : 10,6 millions de barils de jour (mb/j) sur une demande mondiale de 87,4 mb/j (AIE, 2013 : 511). La figure 1.5 illustre les étapes de transformation nécessaires pour passer des hydrocarbures, ou autres intrants possibles, à des produits finaux non-énergétiques. À titre d'exemple, la production grandissante de liquide de gaz naturel (LGN), associées aux puits ciblant le pétrole et le gaz naturel des formations de shale, a permis au secteur de la pétrochimie américaine de connaître un nouvel essor.

La révolution technique qu'a été la fracturation hydraulique, et qui se poursuit encore aujourd'hui, a d'abord amélioré la productivité des puits en amont de la chaîne de création de valeur, les prix du gaz naturel, du pétrole et des LGN réagissant avec un certain décalage, créant beaucoup de richesse au passage. Comme c'est souvent le cas ailleurs, ce sont les plus petits joueurs de l'industrie qui ont pris les premiers risques et qui ont été les pionniers en profitant de marges très généreuses. Par la suite, les prix se sont réajustés partout dans la chaîne de création de valeur, peut-être pas de manière équitable pour tous, car les « majors » plus

présents tout au long de la chaîne des hydrocarbures, en amont et en aval, en gaz et en pétrole, pourront mieux répartir le risque de rentabilité sans perdre les nouvelles occasions et surtout profiter d'une demande pour de nouveaux usages. Pour les « majors » actifs en hydrocarbures mais aussi présent tout au long des chaînes de valeur, une éventuelle transition énergétique de l'industrie du pétrole vers le gaz naturel par exemple pourrait maintenant se faire de manière plus graduelle et gérable. À ce titre, l'entreprise canadienne Talisman, historiquement plutôt active en amont et dans le secteur du gaz naturel, a été récemment achetée par l'espagnol Repsol, une entreprise énergétique plus intégrée vers l'aval, incluant le secteur de la pétrochimie (Talisman, Mai 2015).

Figure 1.5 La chaîne de valeur simplifiée des hydrocarbures pour la pétrochimie (AIE, 2013)



1.1.2 Illustration des flux d'hydrocarbures au Québec en 2014 (diagramme Sankey)

Les hydrocarbures représentent environ la moitié de l'énergie consommée au Québec : 37% pour les PPR (incluant les LGN) et 13% pour le gaz naturel (Whitmore et Pineau, 2014). Si les flux de gaz naturel sont relativement simples, ceux pour les PPR sont beaucoup plus complexes, étant donné la grande variété de produits issus du pétrole.

La figure 1.6 illustre ainsi les principales destinations du gaz naturel arrivant au Québec en 2014 : une consommation industrielle, dans les bâtiments (essentiellement pour le chauffage) et une réexportation vers les États-Unis. À noter qu'il y a actuellement très peu d'usages non-énergétiques du gaz naturel au Québec, notamment en raison des coûts de livraison plus élevés du gaz naturel, liés au fait que le Québec se trouve à la fin des pipelines de transport, et loin des sites de production de shale. Toutefois, l'éventuelle usine d'engrais (urée) d'IFFCO Canada à Bécancour, ou d'autres projets de même nature, pourrait augmenter cette consommation de gaz naturel à des fins non-énergétiques².

Le diagramme de Sankey (figure 1.6) illustre clairement qu'avec plus de 500 PJ pour des usages en transport, c'est ce secteur qui domine dans la consommation des PPR, qu'ils soient produits ou importés au Québec.

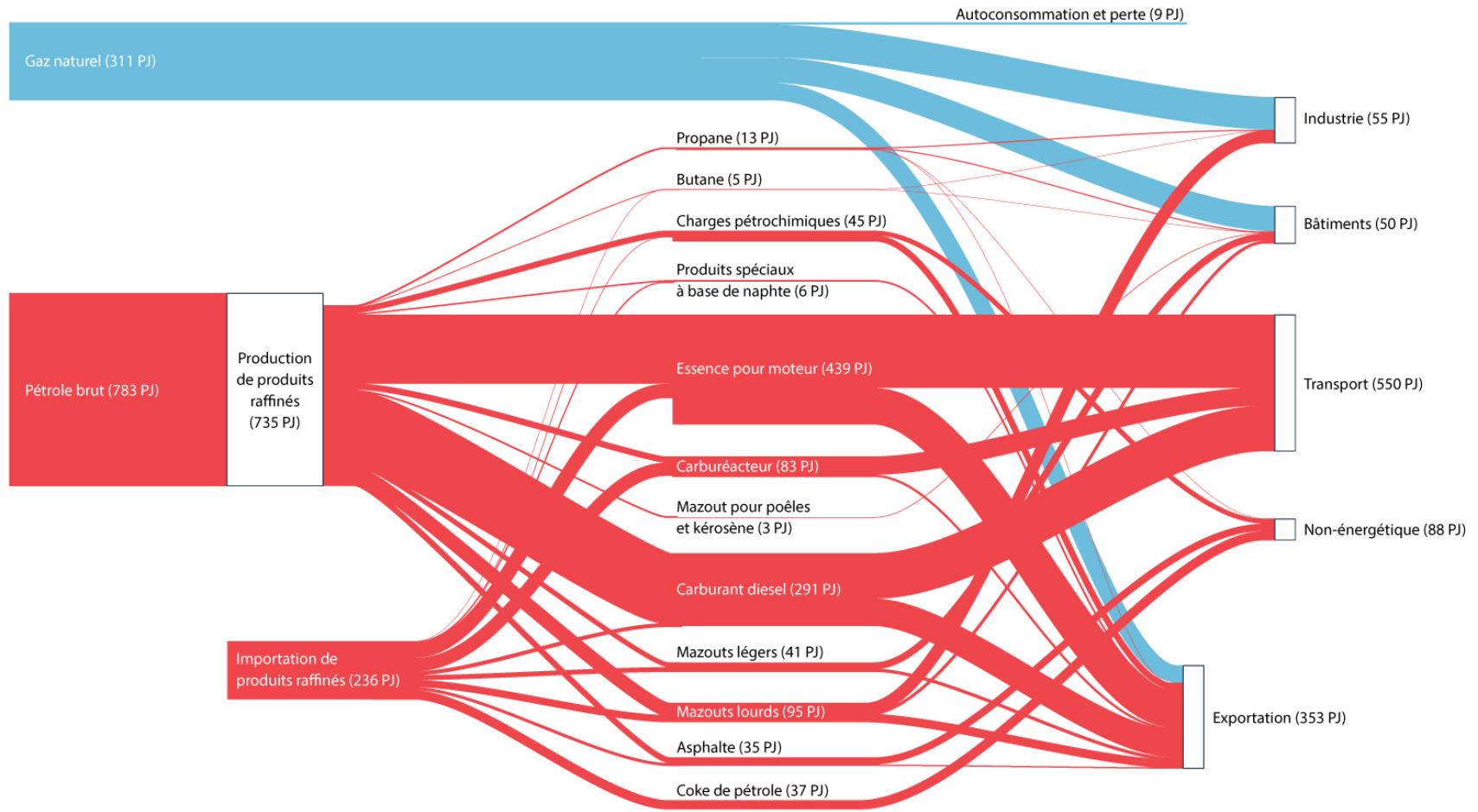
² Une grande partie du gaz naturel (CH₄) dans la production d'urée est utilisée pour obtenir de l'hydrogène (H), qui sert à la production d'ammoniac (NH₃). L'ammoniac est en effet obtenu en faisant réagir de l'azote (N) et l'hydrogène. Une partie du CO₂ produit lors du reformage du méthane pour générer l'hydrogène est utilisée avec l'ammoniac pour produire l'urée, ce qui réduit les émissions de CO₂ liées à l'usage du gaz naturel.

Pour le pétrole, par rapport au gaz naturel, la présence de deux raffineries au Québec crée une dynamique très différente. Les arrivages de pétrole brut par bateau, pipeline et train aux raffineries de Valero à Lévis, d'une capacité de 265 000 barils par jour (b/j), et de Suncor à Montréal (137 000 b/j), permettent une production locale d'une grande variété de PPR, tels que ceux introduits à la figure 1.2. La figure 1.6 permet de visualiser l'importance relative de la production de ces différents PPR, et les secteurs dans lesquels ils sont utilisés. Malgré la présence de ces raffineries, des importations de PPR ont tout de même lieu au Québec, parce que l'équilibre entre l'offre et la demande pour chacun des produits ne peut pas être entièrement atteint avec la production québécoise. Par exemple, des importations d'essence sont nécessaires pour répondre à la demande locale, alors que des exportations de diesel se font dans des volumes plus importants, étant donné les quantités de diesel produites par les raffineries, supérieures à la demande du marché local. Ces proportions de différents PPR sont en grande partie dictées par les types de pétroles bruts utilisés et la configuration des raffineries, qui ne peuvent pas beaucoup changer sans investissements majeurs.

Le graphique de la figure 1.6 illustre aussi les trois principales utilisations de PPR à des fins non-énergétiques :

- pour la pétrochimie (notamment pour la production du polyester, utilisé entre autres dans les bouteilles de plastique recyclable);
- pour l'asphalte des routes;
- dans la production d'aluminium. Le coke de pétrole constitue l'anode de l'électrolyse ayant lieu dans les alumineries (TREE, 1999). Il doit être entièrement importé parce que les raffineries québécoises ne produisent pas ce type de PPR. Les caractéristiques des raffineries québécoises exigent en effet qu'elles utilisent un pétrole plus léger, alors que c'est un pétrole lourd qui permet de générer le coke de pétrole.

Figure 1.6 Les flux d'hydrocarbures au Québec en 2014



Réalisé par / made by : Benjamin Israel

Sources : Statistique Canada, tableaux Cansim 129-0002, 128-0012, 134-0001 et 134-0004.
 Notes : (1) Les flux inférieurs à 1 PJ ne sont pas représentés. (2) La conversion des volumes de produits en contenu énergétique a été faite avec les coefficients de conversion énergétique de Statistique Canada (2015); (3) Un contenu de 5% d'éthanol est pris en compte dans le contenu énergétique de l'essence; (4) Les différences de largeur des flux s'expliquent par quatre raisons principales : a) variations des stocks; b) ajout de 5% d'éthanol dans l'essence; c) transfert entre produits; d) manque de cohérence dans les données de Statistique Canada à partir desquelles ce graphique est issu; (5) La répartition entre secteurs de consommation ne vient pas toujours de Statistique Canada, elle a en partie été inférée. Les chiffres doivent donc être considérés comme indicatifs. Ils ne reflètent pas forcément parfaitement la réalité.

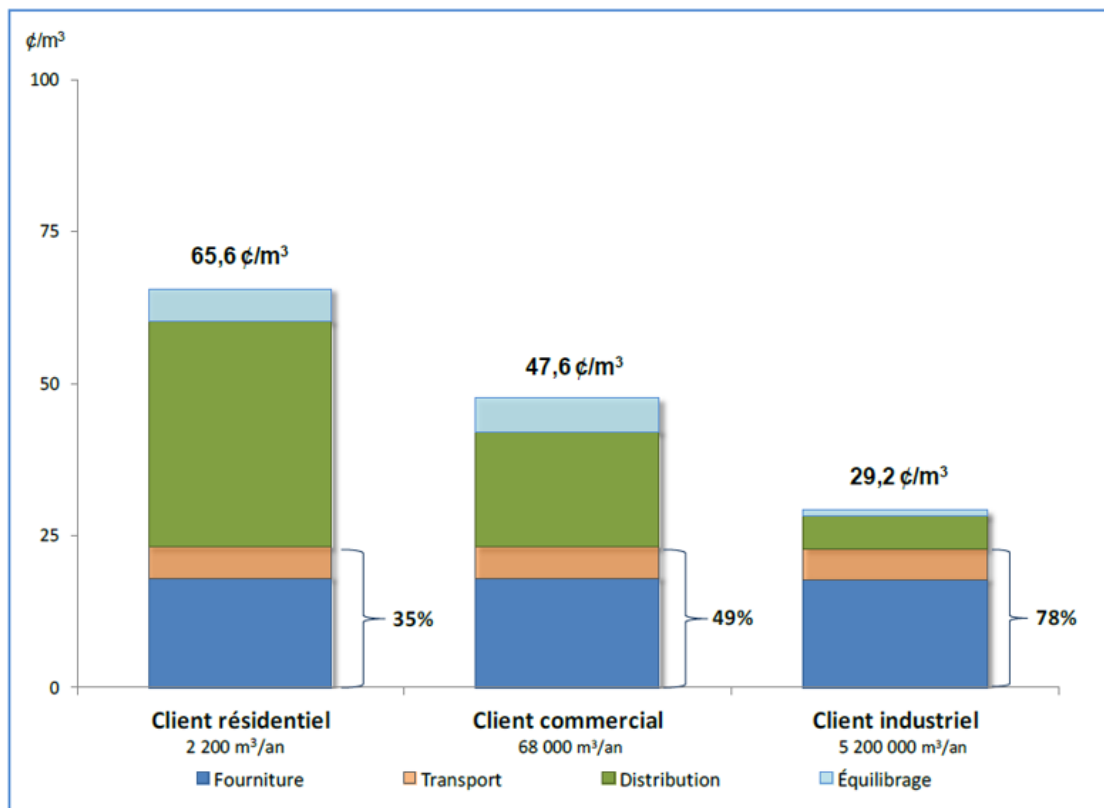
1.2 Marché interne québécois du gaz naturel

1.2.1 Descriptif du marché

La demande interne actuelle du Québec en gaz naturel passe principalement par les deux distributeurs, Gaz Métro et Gazifère. La demande pour le Québec en 2014 a été de 5,98 milliards de mètre-cube (m³) (Statistique Canada, tableau CANSIM 129-0002), soit en moyenne 16,38 millions m³/jour. La pointe hivernale, liée aux besoins de chaleur lors des jours de grands froids, est cependant estimée au double, à environ 33 millions m³/jour (Régie de l'énergie, 2014 : 40). Exprimées en pétajoule (PJ), les livraisons annuelles auprès de 188 000 clients pour Gaz Métro et 40 000 pour Gazifère, sont de l'ordre de 216 PJ/an pour les deux distributeurs de gaz naturel.

Selon certaines prévisions (voir section 2 du rapport), les livraisons au Québec pourraient atteindre 300 PJ/an en 2030. La chaîne de valeur qui compose le prix final du gaz naturel consommé au Québec peut être décomposée de quatre composantes : la fourniture, le transport, la distribution et l'équilibrage (coûts variables selon l'usage en pointe ou non). Aussi, bien qu'il soit possible pour certains clients de négocier des contrats de transport ou de fourniture en gaz naturel auprès de fournisseurs autres que Gaz Métro ou Gazifère, notons que la majorité des clients sur le territoire québécois paient sensiblement le même prix, ajusté mensuellement selon les options d'approvisionnement approuvées par la Régie, pour consommer du gaz naturel avec les deux distributeurs gazier. Par contre, si les prix de la fourniture (formule mensuelle) et de transport (base annuelle) sont approuvés dans le cadre d'un plan d'approvisionnement, ce sont les tarifs de distribution et/ou d'équilibrage qui peuvent varier grandement d'un type de client à l'autre, comme l'illustre la figure 1.7.

Figure 1.7 Variation des prix finaux du gaz naturel pour les clients de Gaz Métro au Québec (Régie de l'énergie, 2014 : 40)

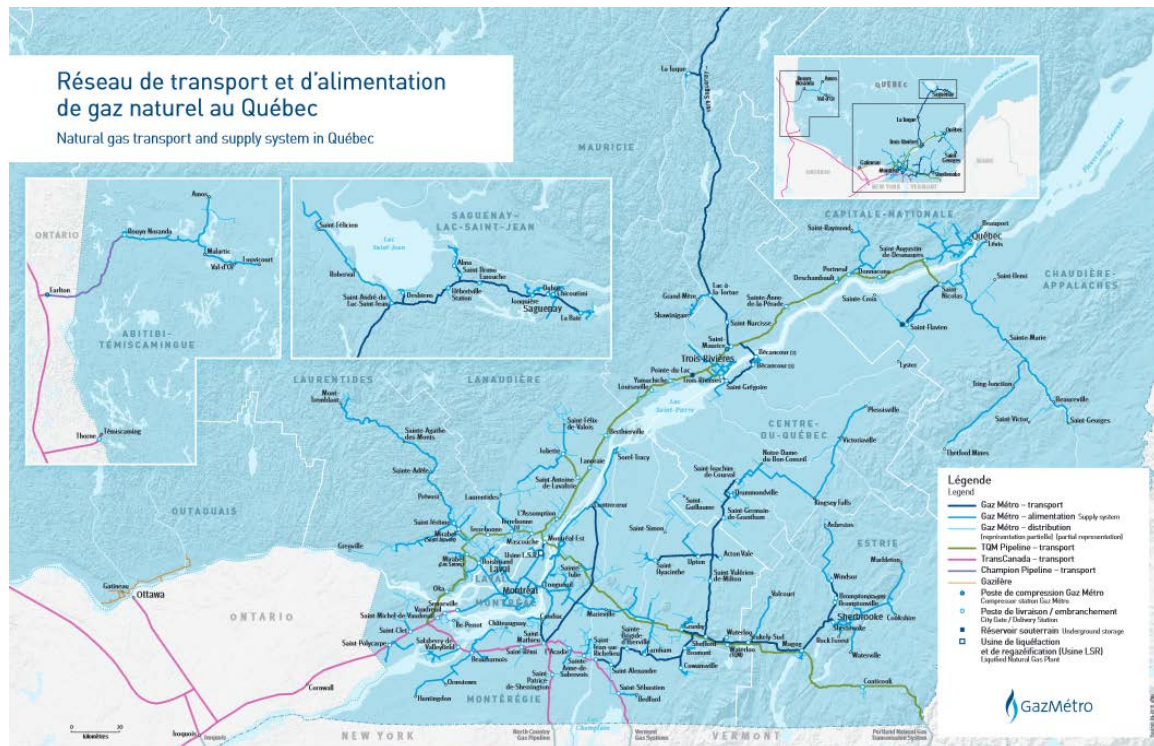


Les tarifs de distribution du gaz naturel sont fixés par la Régie de l'énergie pour couvrir les coûts alors que le prix de la fourniture est soumis aux fluctuations des marchés à divers points d'échanges reliés aux marchés via des infrastructures de transport, ceux de Trans Canada Pipeline (TCPL) principalement pour le Québec.

1.2.2 Acteurs

Dans un marché réglementé pour son transport, son entreposage et sa distribution, la consommation actuelle de gaz naturel au Québec passe donc par deux distributeurs au Québec, soit Gaz Métro et Gazifère, tous les deux soumis à la Loi sur la Régie de l'énergie pour notamment fixer les tarifs et surveiller leurs opérations respectives. Le gaz naturel qui arrive au Québec avant d'être distribué est transporté par des infrastructures de Trans Canada Pipeline (TCPL), Champion Pipeline (Abitibi), Enbridge (Outaouais) et de Trans Québec Maritime (Territoire Québécois) plutôt soumises à la juridiction de l'Office National de l'Énergie (ONÉ). Dans l'univers réglementé des marchés, le Québec possède également des infrastructures d'entreposage opérées par Intragaz basé à Trois-Rivières et une usine de liquéfaction à Montréal-Est, partiellement sous la juridiction de la Régie de l'énergie.

Figure 1.8 Carte du réseau actuel de transport, entreposage et distribution de gaz naturel au Québec (Gaz Métro, 2015, Site WEB)



De plus, en amont de la chaîne de création de valeur, il y a des entreprises intéressées par la production de gaz naturel au Québec. Il est toutefois trop tôt pour présumer du cadre législatif et surtout des intentions des entreprises qui possèdent des permis d'exploration sur le territoire québécois. Le tableau 1.4 ci-dessous présente quelques-uns des acteurs de la chaîne de valeur en gaz naturel les plus connues et/ou médiatisés en ce moment.

Tableau 1.4 Acteurs dans le secteur du gaz naturel au Québec (compilés par les auteurs, juillet 2015)

Exploration/Production	Distribution, Transport, Entrepôt	Usines de liquéfaction
Junex	Gaz Métro	Gaz Métro Solution Transport
Gastem	Gazifère	Énergie Saguenay / GNL Québec (projet)
Molopo	Trans Canada Pipeline	Hoëgh (projet)
Talisman	Champion Pipeline	Stolt (projet)
Questerre	Trans Québec Maritime	Syngas (projet)
Pétrolia	Intragaz	
Corridor ressource		
Pétrolympia		
Altai Ressource		
... liste non exhaustive.		

Par contre, depuis quelques années, en aval de la chaîne de création de valeur du gaz naturel, de nouveaux acteurs apparaissent autour du marché du gaz naturel avec l'utilisation de gaz naturel liquéfié et tentent de se positionner dans un nouveau maillon de cette chaîne. Par exemple, à la suite d'une demande initiale dans le secteur du transport avec ses véhicules lourds, Transport Robert a été le premier client d'une filiale non réglementé du principal distributeur, Gaz Métro Solution Transport (GMST). Depuis la création de cette filiale non réglementé, d'autres acteurs semblent intéressés au marché du Québec pour transformer le gaz naturel en GNL pour ensuite le commercialiser, le tableau 1.4 présente quelques entreprises récemment actives au Québec. Toutefois, mentionnons que seule l'usine de Gaz Métro est en opération pour le moment, les autres sont encore à l'étape de projets.

Ainsi, dans la chaîne de création de valeur du gaz naturel, si les projets de production dans la vallée du St-Laurent sont en suspend, nous assistons à un engouement en 2015 pour une utilisation accrue du gaz naturel dans des secteurs faisant traditionnellement usage du diesel. La commercialisation du gaz naturel passe donc désormais aussi par des usines de liquéfaction pour le transport de gaz naturel avec des véhicules spécialisés et des postes de ravitaillement comme c'est le cas avec le projet de la « Route bleue » annoncée par Gaz Métro depuis quelques années. Ainsi, que ce soit pour des usages directs du GNL ou après une regazification de ce produit d'hydrocarbure, les nouveaux marchés visés sont les camions lourds, les navires, les locomotives et les clients industriels mal desservies par les infrastructures actuelles.

Figure 1.9 Carte de la route bleue (Gaz Métro, 2013 : 10)



Dans la catégorie des clients « mal desservies », nous pouvons aussi penser aux clients en régions éloignées mais aussi à ceux qui nécessiteraient des besoins en pointe tout en évitant la construction de capacités supplémentaires marginales en transport par canalisation. Ce nouvel usage du gaz naturel s'illustre actuellement au Québec avec le projet d'utiliser l'usine de Trans Canada Energy, à Bécancour, pour répondre au besoin de pointe électrique en hiver par Hydro-Québec Distribution dans le cadre du dossier R-3925-2015 déposé à la Régie de l'énergie en mai 2015. Selon les preuves au dossier, l'écart de valeur entre le prix des importations électriques actuelles et l'utilisation du GNL stocké près du point de consommation l'hiver serait avantageux pour réduire les coûts d'approvisionnement électrique du distributeur.

Le coût variable, estimé à près de 65 \$/MWh pour les coûts du gaz naturel, est nettement inférieure aux prix payés en période de pointe au cours des deux derniers hivers, lesquels dépassaient 100 \$/MWh (Régie de l'énergie, Mai 2015 : 10)

Pour le moment, mentionnons seulement que ce récent phénomène pour le Québec d'utiliser du gaz naturel sous forme liquéfié (GNL), de le transporter et l'entreposer près des besoins d'usage, et ultimement de le regazifier pour ensuite l'utiliser comme du gaz naturel classique sous forme gazeuse n'est pas un marché

mature. Ainsi, sous réserve d'une analyse juridique plus poussée au cas par cas, certains enjeux légaux pourraient possiblement ralentir des investissements dans ce nouveau marché. Notamment, l'article 1 de la Loi de la Régie de l'énergie précise qu'elle s'applique, ... à la fourniture, au transport, à la distribution et à l'emmagasiner du gaz naturel livré ou destiné à être livré par canalisation à un consommateur.

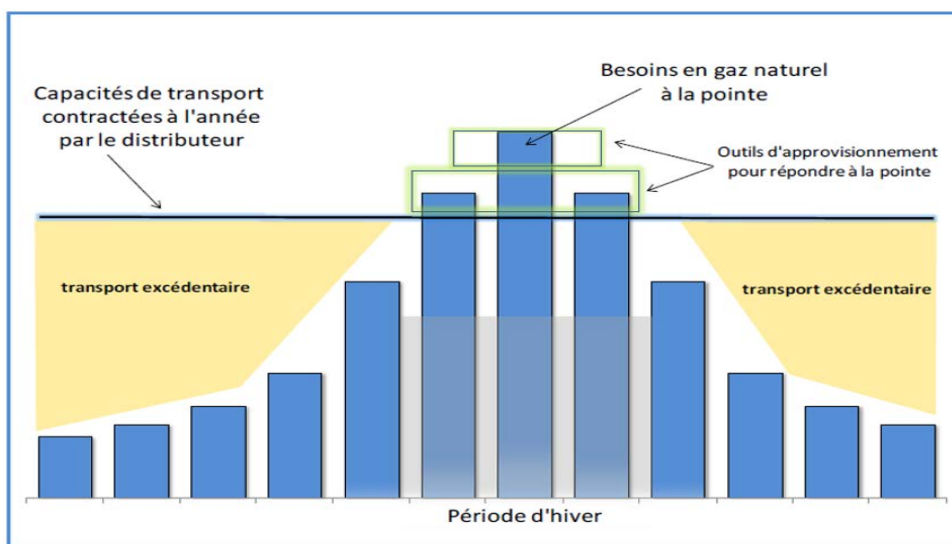
Les noms et le nombre d'acteurs au sein de la chaîne de création de valeur du gaz naturel au Québec sont en constante évolution depuis quelques années, il faudra suivre cette industrie naissante attentivement pour ensuite établir le potentiel de valorisation de la ressource locale en gaz naturel dans cette industrie.

1.2.3 Contrats d'approvisionnement

La chaîne de valeur en énergie en général, comme c'est le cas dans l'industrie du gaz naturel passe souvent par la négociation des contrats d'approvisionnement. Dans le marché du gaz naturel, il est souvent utile de différencier les engagements pour l'achat de la fourniture (molécule de gaz naturel) de ceux liés aux capacités de transport. En effet, le prix du gaz naturel (fourniture) est non réglementé, il varie donc quotidiennement, alors que les autres coûts sont réglementés : au Canada soit par l'Office national de l'énergie (ONÉ) pour le transport et par la Régie de l'énergie au Québec pour la distribution.

Pour les prix de la fourniture de gaz naturel, un peu comme pour un prêt hypothécaire à taux fixe, il existe des outils financiers qui permettent de se protéger contre les fluctuations de prix, ils sont des produits financiers basés sur les prix futurs (« futures » en anglais). Par contre, avec la relative stabilité des prix bas depuis quelques années, de plus en plus de clients et distributeurs achètent la fourniture au prix du marché. À cet égard, à l'instar des autres organismes de réglementation au Canada, la Régie de l'énergie a d'ailleurs récemment ordonné à Gaz Métro de délaissier les programmes de protection contre les fluctuations de prix de la fourniture (D-2014-077) pour ses clients. Par contre, même si les prix sont bas en ce moment en raison de l'offre abondante de gaz naturel dans le marché Nord-Américain, et que les risques de flambée de prix sont considérés faibles, ce sont les contrats de capacité de transport, à prix compétitifs qui peuvent devenir rares, surtout en période de pointe, en hiver pour le Québec, et ainsi pousser les prix finaux de sa consommation à la hausse. La gestion des contrats de capacités de transport est donc très importante pour minimiser le risque d'approvisionnement.

Figure 1.10 Illustration des capacités de transport requises par un distributeur de gaz naturel au Québec (Régie de l'énergie, 2014 : 39)



Il existe deux grands types de contrats pour s'assurer d'avoir des capacités de transport du gaz naturel : les contrats garantis (dit fermes), souvent négociés à plus long terme, et les « outils d'approvisionnement pour répondre à la pointe en hiver » qui sont ajustés selon le contexte sur trois ans et ajusté sur une base annuelle.

La figure 1.10 illustre les enjeux de gestion des risques pour le transport qui fait partie intégrante d'un plan d'approvisionnement sur trois ans, mais ajusté et approuvé à chaque année par la Régie de l'énergie. Les capacités dites « fermes » permettent à l'opérateur des canalisations de transport de couvrir une bonne partie de ses coûts fixes, sans égard à l'utilisation ou non en dessous du seuil d'engagement contractuel. Les capacités excédentaires non utilisées peuvent toutefois être revendues sur le marché par le détenteur de ces droits. Pour le transport par canalisation, le Québec est relativement captif des infrastructures au sud-ouest de la province qui sont souvent identifiées comme étant le « triangle de l'est ». L'alimentation de ce « triangle de l'est » est actuellement possible à partir de l'ouest canadien avec des capacités de longues distances, appelées Long Haul (LH), ou des capacités de courte distance, appelées Short Haul (SH), provenant du sud de l'Ontario.

En matière de transport du gaz naturel, après plusieurs débats devant l'ONÉ, les distributeurs de gaz naturel en Ontario et au Québec se sont entendus pour s'assurer d'avoir un approvisionnement fiable à prix raisonnable pour les prochaines années. Ainsi, suite à la dernière entente négociée et approuvée par l'ONÉ en décembre 2014 (ONÉ, 2014b), Gaz Métro s'est engagée jusqu'en 2020 à maintenir un minimum de 85 000 GJ/jour (2,3 millions m³/jour) de transport Longue Distance (LH)³ dans son portefeuille de contrats et à utiliser le réseau principal de Trans Canada Pipeline Limited-TCPL pour au moins 95% de ce portefeuille.

Le règlement a fait l'objet de négociations entre TransCanada et les trois plus gros clients du réseau principal, qui sont également les plus grandes sociétés de distribution locales, soit Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge), Union Gas Limited (Union) et la Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), et qui ont été désignées par le terme expéditeurs de la zone de marché (EZM) pendant l'instance. (ONÉ, 2014b, 1)

TransCanada a affirmé que la conversion (LH vers SH) était conditionnelle à ce que, entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2020, chaque membre des EZM passe un contrat d'une quantité minimale ne [pouvant] pas être inférieure à 265 TJ/jour pour Enbridge, 85 TJ/jour pour Gaz Métro et 85TJ/jour pour Union. (ONÉ, 2014b, 10)

En vertu de cette entente, même si le distributeur Gaz Métro voulait abaisser le pourcentage de ses approvisionnements utilisant le réseau de TCPL d'ici 2030, il devrait continuer de maintenir et payer un portefeuille de contrats auprès de celle-ci couvrant au minimum 95% de ses besoins, créant ainsi potentiellement une certaine portion de coûts échoués, qui pourrait cependant être minimisé par la vente des excédents de capacités sur le marché secondaire.

Il est difficile d'établir les coûts précis du transport dans le futur pour le Québec. Selon l'évolution des projets de construction en appel d'offres dans le « triangle de l'est » (voir figure 1.11) et le contexte du marché, l'entente des EZM (Expéditeurs de la Zone de Marché) prévoit une révision en 2017 et une mise à jour des hypothèses utilisées afin d'établir les tarifs de la période 2018 à 2020. Par la suite, les membres de l'EZM pourraient ajuster leur portefeuille d'approvisionnement avec TCPL en prenant moins de capacités LH (Longue distance à partir du point d'échange AECO en Alberta via North Bay par exemple) mais ils devront maintenir près de 95% de leur besoin dans une forme de « tarification intégrée » qui est encore à définir.

Toutefois, la production américaine au sud laisse entrevoir clairement une tendance au déplacement des approvisionnements en gaz naturel du « triangle de l'est ». Les probabilités sont très fortes pour que les approvisionnements en gaz naturel du Québec proviennent davantage d'un point d'échange à Dawn via Parkway ou même d'Iroquois dans le futur (voir figure 1.11). C'est notamment pour mieux gérer le risque d'abandon des capacités de transport de longue distance (LH) que TCPL désire transformer une partie de ses capacités du gaz vers le pétrole brut. Le projet déposé à l'ONÉ le 30 octobre 2014 par TCPL devra être mis à jour mais il illustre clairement cette tendance du marché à vouloir utiliser davantage des capacités de courte distance SH par rapport à ceux de longue distance LH.

³ Les termes LH, à partir du point d'échange en Alberta, et SH, à partir du point d'échange au sud de l'Ontario à Dawn, réfèrent à deux différentes routes de transport du réseau de TCPL (Trans Canada Pipeline Limited) pour approvisionner le Québec au bout de la zone de l'est canadien (EZM).

Le projet comprend un nouveau gazoduc d'environ 245 km et les composantes connexes; ..., commençant près de Markham, en Ontario, et se terminant près de l'agglomération d'Iroquois, dans cette même province. La demande relative au projet a été déposée afin que TransCanada puisse continuer à s'acquitter de ses obligations commerciales après la cession proposée de certaines installations du réseau principal au Canada à Oléoduc Énergie Est Ltée, en vue de leur conversion du transport de gaz naturel au transport de pétrole brut. (ONÉ, Octobre 2014b)

Figure 1.11 Provenance des approvisionnements en gaz naturel autour du « triangle de l'est » (Régie de l'énergie, 2014 : 29)



En ce qui concerne Gazifère et ses clients, notons que le plan d'approvisionnement est géré par la société mère, Enbridge, et elle est signataire de l'entente avec Gaz Métro jusqu'en 2030. Mentionnons également que, physiquement, l'approvisionnement en gaz de la région de l'Outaouais passe par la région d'Ottawa, en Ontario, et que pour l'Abitibi, c'est via North Bay en Ontario que le réseau est connecté au « triangle de l'est » à son extrémité nord (voir figure 1.11).

Pour revenir au prix de la fourniture au Québec, le gaz naturel consommé sur le territoire québécois est essentiellement acheté aux sites de transaction («hub») de Dawn (au sud de l'Ontario utilisant le transport de courte distance dit SH), avec Aeco via Empress (en Alberta utilisant le transport de longue distance dit LH), qui ont chacun un prix distinct. Le concept de « différentiel de prix » entre les points d'échange d'Aeco et Dawn est utile pour comparer la compétitivité du gaz provenant de l'ouest ou du sud, auquel nous devons ajouter les coûts du transport, fermes ou variables, pour atteindre le Québec. À titre illustratif, en 2015, le prix moyen à Aeco était de l'ordre de 3\$/mcf alors qu'il était de l'ordre de 4\$/mcf à Dawn, ce différentiel de prix de seulement 1\$ est faible lorsqu'on ajoute le prix du transport de TCPL LH.⁴

Une certaine quantité de gaz naturel passe aussi par ce « triangle de l'est » pour être exportée vers l'est. Toutefois, notons que selon l'aperçu du marché de l'ONÉ du 5 février 2015 (ONÉ, Février 2015), les exportations vers les États-Unis via Iroquois sont en forte baisse, souvent presque nulle, une donnée qu'il faudra surveiller pour voir si nous ne pourrions pas assister à une inversion de pipeline comme ce fut le cas à Niagara à la fin de 2012. En plus du pipeline Iroquois, il faudra surveiller ceux dans l'est du continent.

Le Québec est donc très dépendant des capacités de transport du « triangle de l'est ». La Régie soulignait clairement le contexte particulier pour le Québec qui peut occasionner un certain risque d'approvisionnement, combiné avec la récente décision de l'ONÉ qui stipule que TCPL n'a pas « l'obligation

⁴ www.psc.ca/business/firstenergy/ (À partir de données extraites au 25 septembre 2015)

de desservir » en tant que transporteur. La situation pourrait être jugée préoccupante par plusieurs intervenants advenant une croissance importante de la demande, surtout si les projets annoncés d'usines de GNL se concrétisent tous.

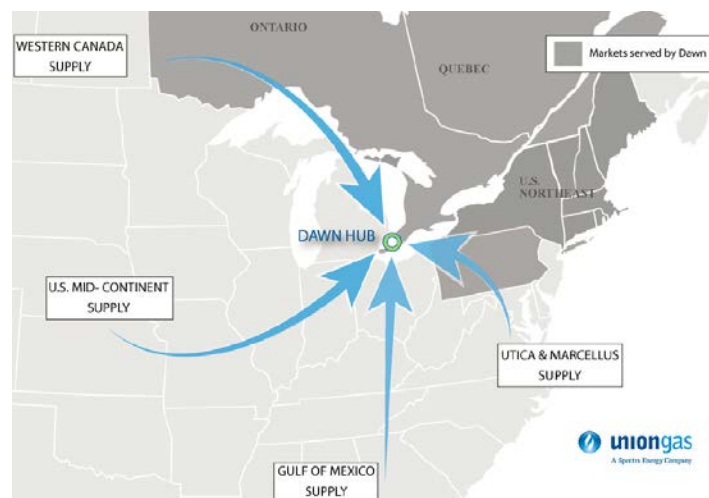
Les points de livraison sont des lieux où le gaz naturel est retiré du réseau. Ils sont regroupés à l'intérieur de zones de livraison. Le Québec fait partie de la zone de livraison de l'est (zone Est). Le gaz naturel approvisionnant la zone Est, quelle que soit sa provenance, doit nécessairement transiter par le triangle de l'Est.

Ainsi, les utilisateurs du Québec peuvent prendre livraison du gaz naturel qu'ils achètent dans l'Ouest canadien en le faisant transporter par TCPL, moyennant un tarif de transport longue distance ou long haul (LH). Ils peuvent également recevoir du gaz naturel acheté au carrefour d'échange de Dawn. Dans ce cas, le service de transport payé à TCPL s'appuiera sur un tarif de transport courte distance ou short haul (SH). (Régie de l'énergie, 2014 : 29-30)

Essentiellement, en raison de la dynamique des marchés, les approvisionnements en fourniture de gaz naturel pour le Québec, et donc son prix, se contracte principalement à partir de Dawn comme référence, et ce de plus en plus, nécessitant des capacités de transport de type SH pour l'acheminer vers le Québec.

Si le prix de référence est de plus en plus celui de Dawn pour le Québec, notons qu'il existera probablement encore des capacités LH en 2030, même après la conversion prévue en pétrole par TCPL, les producteurs de l'ouest seront peut-être désavantagés pour la distance par rapport à d'autres mais il ne seront pas absents du marché québécois.

Figure 1.12 Provenance des approvisionnements sur le marché d'échange à Dawn (Union Gas, 2015)



L'avantage du point d'échange de Dawn est qu'il est susceptible de voir des producteurs, intermédiaires et négociants en gaz naturel provenant autant de l'ouest, du Midwest américain, du sud des États-Unis que des formations de shale de l'Utica et de Marcellus. La liquidité du point d'échange à Dawn lui permet de s'approcher des prix continentaux, actuellement très bas, avec des prévisions à long terme qui ne semblent pas montrer des prix très élevés (voir tableau 3.1 de ce rapport).

Dans ce contexte, la Régie arrivait aux conclusions suivantes concernant les options pour les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes :

Trois sources potentielles d'approvisionnement en gaz naturel provenant du territoire du Québec ont été considérées : le gaz de schiste du Québec; le gaz naturel de l'île d'Anticosti et de la Gaspésie; le gaz naturel renouvelable du Québec. La Régie est d'avis que le gaz de schiste du Québec, de même que le gaz naturel de l'île d'Anticosti et de la Gaspésie, ne peuvent être considérés comme des options d'approvisionnement fiables à l'horizon 2030, en raison

notamment des enjeux relatifs à la rentabilité économique, à l'environnement et à l'acceptabilité sociale. (Régie de l'énergie, 2014 : 13)

D'ici 2030, la demande en gaz naturel au Québec augmentera d'environ 2 % par année. La seule option d'approvisionnement fiable consiste à acheter du gaz naturel à l'extérieur du territoire et à l'acheminer au Québec par le réseau principal de TCPL. (Régie de l'énergie, 2014 : 15)

Ainsi, selon l'avis de la Régie, mais émise en précisant « sous réserve des résultats des Évaluations Environnementales Stratégiques (EES) sur les hydrocarbures », les approvisionnements en gaz naturel pour le marché intérieur québécois proviendront essentiellement à partir d'un prix au point d'échange de Dawn ou plus globalement le « triangle de l'est », vraisemblablement de plus en plus alimenté par du gaz américain. L'ONÉ dans un de ses récents aperçus du marché confirme d'ailleurs cette tendance pour le Québec et l'Ontario de tirer profit des bas prix américain à partir de Dawn et peut-être même d'Iroquois dans le futur, si certains projets visant à décongestionner l'est du continent se réalisent. (ONÉ, Février 2015b).

En reprenant l'avis de la Régie, émis en prenant en considération des préoccupations de sécurité d'approvisionnement, la question la plus importante dans le cadre de ce rapport est de savoir si dans 15 ans le Québec aura pu explorer ou non le gaz de schiste du Québec dans la vallée du St-Laurent, en Gaspésie ou à Anticosti. S'il n'est pas dans les objectifs de ce mandat d'évaluer les enjeux environnementaux et d'acceptabilité sociale, nous pouvons convenir qu'une des composantes de la rentabilité économique est « l'Identification des marchés potentiels internes et externes pour la ressource produite et des effets de déplacement potentiels au Québec ». En ce sens, sous réserve de l'analyse des coûts des différentes options de transport dans le cadre des autres EES, incluant celle de l'utilisation accrue de GNL, il existe un réel potentiel théorique pour déplacer des approvisionnements en gaz naturel actuel au Québec, déplacer le mazout en région éloignées, et l'utiliser pour remplacer le diesel. Le potentiel du gaz naturel pour son utilisation dans une chaîne de création de valeur en production d'électricité en période de pointe ou dans des régions éloignées est encore à ses débuts au Québec.

Figure 1.13 Projets de gazoducs dans le nord-est américain (Régie de l'énergie, 2014 : 45)



Pour certains usages, même avant 2030, convenons plutôt qu'il est même possible que le gaz naturel soit une solution plus avantageuse sur le plan environnemental et que les enjeux liés à l'acceptabilité sociale soient beaucoup moindre que pour l'exploitation du gaz de schiste en région urbaine.

En acceptant la prémisse du paragraphe précédent, sous réserve de la productibilité des futurs puits québécois d'ici 2030, l'avis de la Régie semble donc s'inscrire dans une logique économique. En ce sens, les experts semblent d'accord pour croire que les prix des approvisionnements demeureront très compétitifs aux points d'échange de Dawn et que la mise en service de futures canalisations au sud pourraient offrir de nouvelles options d'ici 2030 au Québec.

En conclusion, avant 2030, pour le marché interne québécois, étant donné que 95% des approvisionnements du réseau de distribution de Gaz Métro sont liés à l'entente actuelle avec TCPL, le potentiel de déplacement pour du gaz naturel produit au Québec, est limité.

Par contre, sous réserve de certaines interprétations juridiques autour de la Loi de la Régie de l'énergie actuellement en vigueur au Québec, pour les industries et marchés considérés comme étant non réglementés (transport lourd, régions éloignées ou exportation), un réel potentiel existe avant 2030.

La demande intérieure québécoise naissante pour une nouvelle industrie autour du GNL, à plus petite échelle, est prometteuse et pourrait s'avérer utile entre 2020 et 2030 pour roder une éventuelle production locale plus importante dans le futur. Il est cependant encore difficile de chiffrer le potentiel avant 2030 pour l'utilisation dans le marché du GNL québécois.

Après 2030, le potentiel de déplacement au Québec serait de l'ordre de la consommation anticipée totale, soit de l'ordre de 300 PJ selon les scénarios de bases déposés (voir analyses à la section 2 de ce rapport).

Le gaz naturel produit en territoire québécois pourrait favoriser une certaine sécurité en approvisionnement énergétique du marché interne et même favoriser le développement d'une industrie autour du GNL mais à la condition qu'il puisse être concurrentiel avec les prix de référence usuels, notamment ceux au point d'échange de Dawn.

1.3 Marché interne québécois des liquides de gaz naturel

1.3.1 Descriptif du marché

Le marché québécois des LGN est essentiellement constitué de celui du propane. Statistique Canada rapporte que le Québec a utilisé 707 millions de litres de LGN en 2013 (Statistique Canada, tableau CANSIM 128-0012), avec un usage énergétique de 660 millions de litres pour le propane uniquement. À un prix de détail (avant taxes) de 0,80\$/litre en 2013 (RN Canada, 2015), les LGN (propane surtout) représente un marché d'environ 560 millions de dollars.

Six cent millions de litres de propane arrivent au Québec d'autres provinces canadiennes (essentiellement l'Ontario), et une quantité équivalente est exportée aux États-Unis. C'est la production des raffineries québécoises qui vient assurer un équilibre avec la demande québécoise.

Le propane est avant tout utilisé comme combustible industriel (36%), dans les commerces et institutions (32%) et en agriculture (21%). Une faible part est utilisée dans le secteur résidentiel (7%) et en transport (3%). Si le propane jouit d'un certain avantage comparatif en ce qui concerne les coûts par rapport à l'essence ou le diesel (il n'est notamment pas sujet à la taxe d'accise fédérale et aux taxes provinciales ou municipales sur l'essence et le diesel), il est beaucoup plus cher que le gaz naturel. Ainsi, comme l'illustre le tableau 1.5, il est presque trois fois plus cher par unité d'énergie (GJ dans le tableau) que le gaz naturel. Son utilisation est donc essentiellement liée au manque d'accès au réseau de distribution du gaz naturel.

Tableau 1.5 Comparaison des prix du propane, du gaz naturel et de l'essence

	GJ/m ³	Prix (\$)/litre	\$/ m ³	\$/GJ
Propane	25,31	0,8	800,000	31,61
Gaz naturel	0,03724		0,476	12,78
Essence	35	1,2	1 200,000	34,29
Source	Statistique Canada (2015)	RN Canada (2015)	Figure 1.7	

Le butane, beaucoup moins utilisé pour des fins énergétiques, est parfois ajouté à l'essence pour assurer une «tension de vapeur» adéquate, permettant un bon démarrage des véhicules par temps froid (Favenec, 1998).

1.3.2 Acteurs

Hormis les deux raffineries québécoises produisant du propane et du butane dans l'éventail de leur production de PPR, les acteurs impliqués dans le marché québécois sont essentiellement les 20 distributeurs de propane, apparaissant dans le tableau 1.6. Ces distributeurs revendent du propane achetés des raffineries ou importé aux consommateurs québécois. Des distributeurs de PPR sont aussi impliqués dans la vente de propane, et quelques courtiers font des transactions.

Tableau 1.6 Compagnies impliquées dans la distribution de propane (Régie de l'énergie, 2014b)

Bell-Gaz ltée	Pomerleau Gaz Propane inc.
Gaz Propane Monin	Pro-Carbur inc.
Gaz Propane Raymond 1996 inc.	Propane du Suroît (9049-1135 Québec inc.)
Gestion Énergie Québec inc.	Propane Express inc.
Hamel Propane inc.	Propane Levac inc.
Inter Propane inc.	Propane Nord-Ouest inc.
Jacquelin Mainville inc.	Propane Québec inc.
Mont-Laurier Propane inc.	Propane Plus inc.
NGL Supply Co. Ltd.	Solugaz inc.
PNE Corporation (Propane Expert inc.)	Superior Gas Liquid Partnership

Autour de ces distributeurs d'énergie, gravitent aussi des entreprises de services liées à l'usage du propane : échange de bouteilles, installation et entretien d'appareils, livraison de propane, remplissage de bouteilles, vente d'appareils, etc. L'Association québécoise du propane regroupe ainsi 109 entreprises membres (AQP, 2015), qui desservent tout le Québec.

1.3.3 Contrats d'approvisionnement

Le propane a été historiquement intimement lié au marché du pétrole, étant donné qu'il était surtout issu du processus de raffinage de pétrole. Bien que l'augmentation de production de gaz naturel contenant des liquides (LNG) et de condensats puisse changer ce constat, son prix et les contrats d'approvisionnement sont encore très liés à ce qu'on retrouve dans le secteur du pétrole et des PPR. Ainsi, le prix du propane et du butane fluctue selon la dynamique du cours du pétrole et des PPR. Les contrats d'approvisionnement se font ainsi au prix courant, pouvant fluctuer de semaine en semaine.

Contrairement au marché du gaz naturel, du moins pour le méthane sous forme gazeuse, décrit dans la section précédente, le prix du transport et de la distribution en LGN n'est pas réglementé au Québec.

1.4 Marché interne québécois du pétrole et des produits pétroliers

1.4.1 Descriptif du marché

La gamme de PPR vendus au Québec est décrite à la figure 1.6. Elle va de l'essence au coke de pétrole, en passant par des intrants pour la pétrochimie, le carburant pour les avions (carburéacteur), l'asphalte et bien d'autres. Une grande partie des ventes de PPR se fait dans les 2 891 essenceries (stations-service) que le Québec avait le 31 décembre 2013 (Régie de l'énergie, 2015). Ces ventes sont surtout de l'essence et de diesel, pour un total de 8,55 milliards de litres de carburant vendus au détail en 2013. En ajoutant à ces ventes d'essence et de diesel au détail celles en gros, ces deux produits représentent environ 60% du volume total des PPR vendus au Québec (Statistique Canada, tableau CANSIM 134-0004). En 2014, un volume total de 20,79 milliards de litres de PPR a été vendu au Québec, l'équivalent de 130 millions de barils de pétrole, ou 358 000 barils par jour.

Les principales composantes de la chaîne de valeur des PPR sont détaillées dans le tableau 1.7, et représentent un apport au PIB québécois de 2,1\$ milliards, soit 0,7% de la richesse créée au Québec. À titre de comparaison, le secteur de l'électricité représente 4,1% du PIB québécois. Si les exportations de PPR sont plus grandes que celle d'électricité (plus du double en 2013), les importations combinées de pétrole et de PPR (et de gaz naturel) représentent plus de 20\$ milliards, soit près du quart de la valeur totale des importations, et l'équivalent du déficit commercial québécois (soit la différence entre les exportations et les importations).

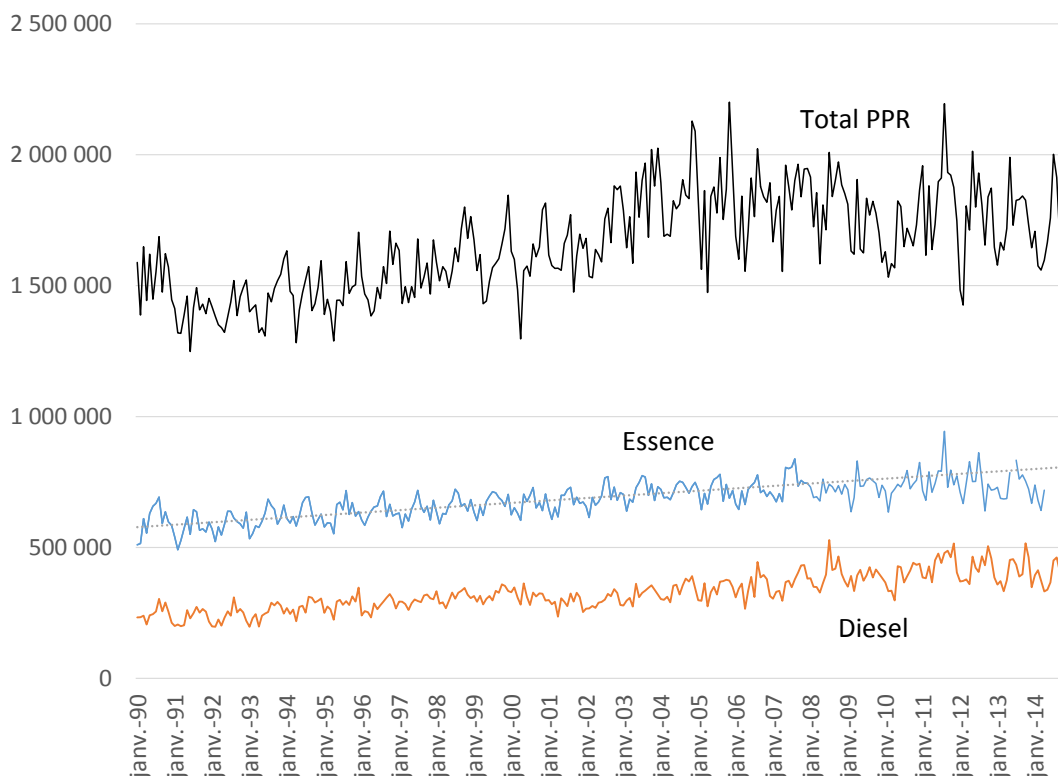
En terme d'emplois, le secteur des PPR représente davantage d'emplois que le secteur électrique, mais c'est surtout dû aux stations-service, dont les emplois ne sont pas exclusivement liés aux PPR.

Tableau 1.7 Importance du secteur du pétrole et des PPR dans l'économie québécoise en 2013, milliers de dollars (ISQ, 2015)

	PIB		Exportations		Importations		Nombre d'emplois	
Extraction pétrole et gaz	1,6	0,0%	0,2	0,0%	13 523,4	15,4%	60	0,0%
Fabrication de PPR	1 065,4	0,3%	2 663,1	4,1%	6 949,7	7,9%	4 153	0,1%
Grossistes-distributeurs PPR	83,4	0,0%		0,0%		0,0%	2 068	0,1%
Stations-service	920,2	0,3%		0,0%		0,0%	18 207	0,5%
Transport du pétrole brut par oléoduc	30,3	0,0%		0,0%		0,0%		0,0%
Total de la chaîne de valeur directe du pétrole	2 100,9	0,7%	2 663,3	4,1%	20 473,1	23,3%	24 488,0	0,7%
Production, transport et distribution d'électricité	12 576,1	4,1%	1 138,3	1,7%	25,5	0,0%	22 366	0,6%
Ensemble de l'économie	306 773,9		65 737		88 033		3 474 011	

La figure 1.14 illustre l'évolution des ventes mensuelles de PPR au Québec entre janvier 1990 et décembre 2014. On peut remarquer que les ventes totales de PPR stagnent depuis 2004. La demande des deux produits les plus en demande, l'essence et le diesel, sont cependant en légère croissance, bien que depuis 2008 il semble qu'une stagnation des ventes se soit amorcée. Ainsi, la courbe de tendance pour la période 1990-2008 (figure 1.14, pour l'essence) est de plus en plus au-dessus des ventes réelles observées après 2008. Si cela n'indique pas une décroissance des ventes d'essence et de PPR en général, cela illustre tout de même que le marché tend à se stabiliser.

Figure 1.14 Ventés mensuelles totales de PPR, d'essence et de diesel au Québec, en litres, 1990-2014
(Statistique Canada, tableau CANSIM 134-0004)



1.4.2 Acteurs

Les principaux acteurs québécois du secteur des PPR impliqués dans le raffinage et la distribution de PPR sont indiqués dans le tableau 1.8. Les deux plus importants sont, de loin, Valero et Suncor, qui ont des installations de raffinage à Lévis et Montréal, respectivement. Leurs activités seront décrites plus en détail un peu plus loin. Des courtiers de PPR œuvrent aussi, pour répondre à des besoins de clients industriels. Enfin, des distributeurs possédant des réseaux de stations-service ou alimentant ces réseaux se trouvent en plus grand nombre. Ces distributeurs s'approvisionnent en PPR auprès des raffineries québécoises et du marché international.

Tableau 1.8 Compagnies impliquées dans le secteur des PPR énergétique au Québec (Régie de l'énergie, 2014b)

Fabrication de PPR	Courtiers (vendeur en gros)	Distributeurs
Énergie Valero	Elbow River Marketing	Pétrolière Impériale
Suncor Énergie	Global Coal Sales Group	Pétroles Irving
	Highlands Fuel Delivery GP (Irving Energy)	Coop Fédérée (Énergies Sonic)
	Kildair Service	Sobeys Quebec
	Les Entreprises Canepa	Les Huiles h.l.h.
	Les Produits Pétroliers Norcan	Les Huiles la désert Inc./Desert Oil
	Morgan Stanley Capital Group	Les huiles Raymond
	Pennzoil Quaker State Canada/ Shell Trading Canada	Les Pétroles Goyer
	SFJ Inc. (Pilot Travel Centers)	MacEwen Petroleum
		Pétrole Léger
		Pétroles Crevier
		Poste d'essence-épicerie Claude
		Produits Shell Canada
		W.O. Stinson & Son

Distributeurs non répertoriés par la Régie de l'énergie : Gestion LP Thérien Inc, Groupe Harnois, Groupe F. Dufresne, Philippe Gosselin (Filgo), Parkland Fuel Corporation, Pétroles RL

D'une manière plus large, le secteur de la pétrochimie utilise des PPR à des fins non-énergétiques et des grappes d'entreprises œuvrent dans le secteur élargi des PPR. Le tableau suivant offre un aperçu du nombre d'entreprises impliquées dans des sous-secteurs liés aux hydrocarbures.

Tableau 1.9 Entreprises répertoriées (N=765) dans le registre du Québec selon des codes SCIAN
(Coeffiscience, 2014)

SCIAN	Description	Production en 2012 (milliards de \$)	Exportations en 2012 (milliards de \$)
2212	Distribution de gaz naturel		
3241	Fabrication de PPR	7,32	3,02
3251	Produits chimiques	0,76	1,92
3252	Résines, caoutchouc synthétique, fibres et filaments artifi. et synthé.	1,30	0,53
3253	Pesticides, engrais, produits chimiques agricoles	0,69	0,02
3255	Peintures, revêtements et adhésifs	2,25	0,07
3256	Savons, détachants, produits de toilette	1,39	0,53
3259	Autres produits chimiques	1,30	0,46

Figure 1.15 Répartition géographique des entreprises en pétrochimie selon codes SCIAN
(Coeffiscience, 2014)



Le stockage de PPR est une activité importante, pour les approvisionnements et les questions de sécurité. Comme le montre le tableau 1.10, des PPR sont stockés dans toutes les régions du Québec, mais les capacités de stockage local sont variables. Ainsi, si Montréal a une capacité de stockage équivalente aux ventes annuelles dans les stations-service, la plupart des régions québécoises ont des capacités de stockage bien plus limitées : l'Abitibi-Témiscamingue, par exemple, ne peut stocker qu'environ 10% de sa demande annuelle d'essence et de diesel. Pour la majorité des régions, une grande dépendance à des livraisons issues d'entrepôts de PPR localisé dans d'autres régions (essentiellement Montréal, la Montérégie et Chaudière-Appalaches) est la norme.

Tableau 1.10 Capacité de stockage de PPR par région du Québec en mars 2015, et niveau de vente dans les essenceries en 2013 (Régie du bâtiment, 2015; Régie de l'énergie, 2015)

Région	# de la région	Capacité de stockage			Ventes essenceries
		Millions de litres	Barils		Millions de litres
Montréal	06	1 220	7,7	36%	1 192
Montréal	16	607	3,8	18%	1 650
Chaudière-Appalaches	12	399	2,5	12%	547
Côte-Nord	09	262	1,6	8%	131
Nord-du-Québec	10	189	1,2	6%	30
Saguenay-Lac-Saint-Jean	02	140	0,9	4%	355
Capitale-Nationale	03	113	0,7	3%	762
Bas-Saint-Laurent	01	91	0,6	3%	259
Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	11	69	0,4	2%	127
Mauricie	04	55	0,3	2%	322
Outaouais	07	52	0,3	2%	367
Laurentides	15	34	0,2	1%	834
Estrie	05	30	0,2	1%	353
Lanaudière	14	27	0,2	1%	705
Centre-du-Québec	17	27	0,2	1%	357
Abitibi-Témiscamingue	08	23	0,1	1%	217
Laval	13	11	0,1	0%	341
Total		3 349	21,1		8 549

Cette capacité de stockage est détenue à 77% par dix firmes (tableau 1.11). Il est à noter qu'il y a un très grand nombre de propriétaires de sites de stockage de PPR, soit plus de 7 000 au Québec. On retrouve évidemment les fabricants et distributeurs de PPR, mais aussi les consommateurs industriels (Rio Tinto Alcan et ArcelorMittal, notamment), des villes et même, dans certains cas, des particuliers.

Tableau 1.11 Les dix plus grands propriétaires de sites de stockage au Québec en mars 2015 (Régie du bâtiment, 2015)

	Nombre de sites	Capacité de stockage		
		M litres	M barils	
Énergie Valero inc.	11	589,7	3,7	18%
Kildair Service ULC	3	521,2	3,3	16%
Produits Shell Canada Limitée	5	516,6	3,2	15%
Produits Suncor Énergie	172	308,4	1,9	9%
Terminal Norcan inc. ⁵	2	279,5	1,76	8%
La compagnie pétrolière Impériale Ltée	91	112,8	0,7	3%
Commandité Stadacona WB Ltée	2	72,1	0,5	2%
Rio Tinto Alcan inc.	8	69,87	0,4	2%
Irving oil Commercial G.P.	2	65,0	0,4	2%
ArcelorMittal Infrastructure Canada s.e.n.c.	2	63,9	0,4	2%
Total pour les 3 958 propriétaires	7 123	3 349	21,1	

Le pétrole et les PPR arrivent, se déplacent au Québec et en sortent par quatre modes de transport :

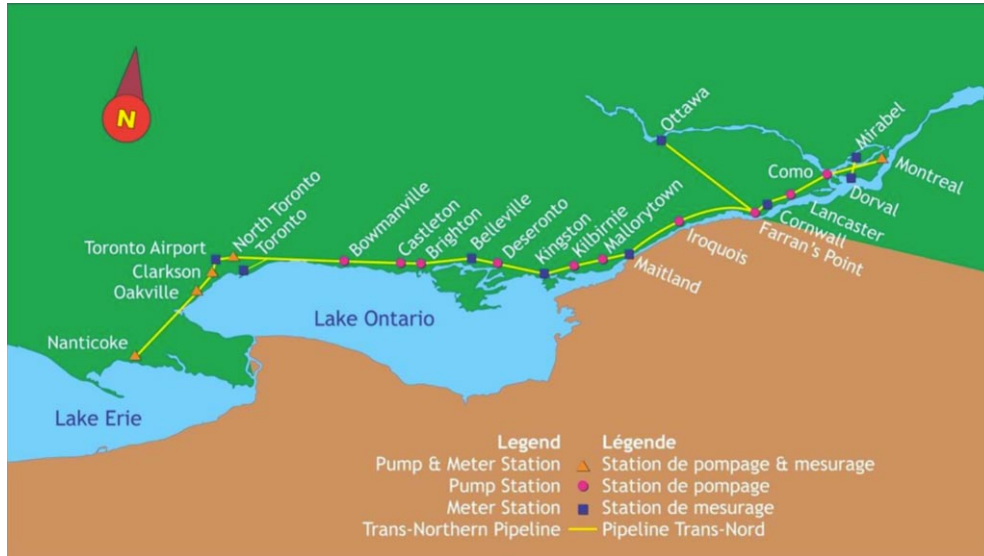
- **Bateau** : aux ports internationaux de Sept-Îles, Québec, Sorel et Montréal, aux installations maritimes des raffineries (pour le pétrole brut) et des grossistes (par exemple Norcan, à Montréal), pour des PPR. Des navires assurent aussi des livraisons entre différentes régions du Québec, dans des ports régionaux (Valleyfield, Rimouski, Port-Meunier, Gaspé et d'autres, notamment dans le grand nord québécois). Voir Whitmore et Pineau (2014) pour plus de détails.
- **Pipeline** : à Montréal, par l'oléoduc Portland Montréal (PLPM), faisant arriver du pétrole brut déchargé de pétroliers dans le Maine (États-Unis), et à partir de 2015, si l'ONÉ l'autorise, par la ligne 9B d'Enbridge. L'inversion de la ligne 9B permettra d'approvisionner le Québec en pétrole de l'ouest canadien et des États-Unis. Un pipeline de PPR approvisionne aussi la région de Montréal en produits raffinés à partir de la raffinerie de Valero à Lévis. Un autre pipeline achemine des PPR de Montréal vers l'Ontario : le pipeline Trans-Nord (voir figure 1.16).
- **Train** : des trains peuvent être déchargés de leur pétrole brut canadien ou américain aux raffineries du Québec, ou dans des terminaux de réexportations, comme celui de Kildair à Sorel-Tracy, où un

⁵ Norcan loue un de ses deux terminaux. Ainsi, dans la le document Régie du bâtiment (2015) un seul réservoir apparaît sous son nom.

transfert vers des navires peut se faire. Certains PPR peuvent aussi arriver par train, ou transiter d'une région à une autre par train.

- **Camion** : la livraison finale aux stations-service se fait par camion-citerne. Dans certains cas marginaux, des livraisons de pétrole brut peuvent se faire par camion, par exemple lorsque des sociétés explorant le pétrole québécois envoient aux raffineries québécoises le pétrole produit de leurs puits exploratoires comme c'est le cas avec la phase d'exploration en Gaspésie et Bas St-Laurent par la firme Pétrolia.

Figure 1.15 Pipeline Ontario-Québec (PTNI, 2015)



Les principales caractéristiques des raffineries de Valero et Suncor sont indiquées dans le tableau suivant.

Tableau 1.12. Les raffineries du Québec

	Valero	Suncor
Localisation	Lévis	Montréal
Capacité (barils par jour)	265 000	137 000
Densité des pétroles bruts acceptables	Moyens à légers 23-46° API	Lourds à légers 21-40° API

Si la compagnie canadienne Suncor possède un réseau de stations-service (Péto-Canada), la compagnie américaine Valero s'est départie en 2013 du réseau de stations-service Ultramar (près de 800 stations-service dans l'est du Canada). C'est la société américaine CST Brands qui opère ce réseau maintenant. Valero se concentre uniquement sur des activités de raffinage (États-Unis, Québec et Royaume-Uni) et de production d'éthanol (mais pas au Québec pour le moment). Suncor est une compagnie pétrolière intégrée : production de pétrole brut conventionnel et non-conventionnel (hors du Québec), raffinage et distribution. Suncor a aussi des activités de production de biocarburant et d'énergie éolienne, mais pas en sol québécois.

1.4.3 Contrats d'approvisionnement

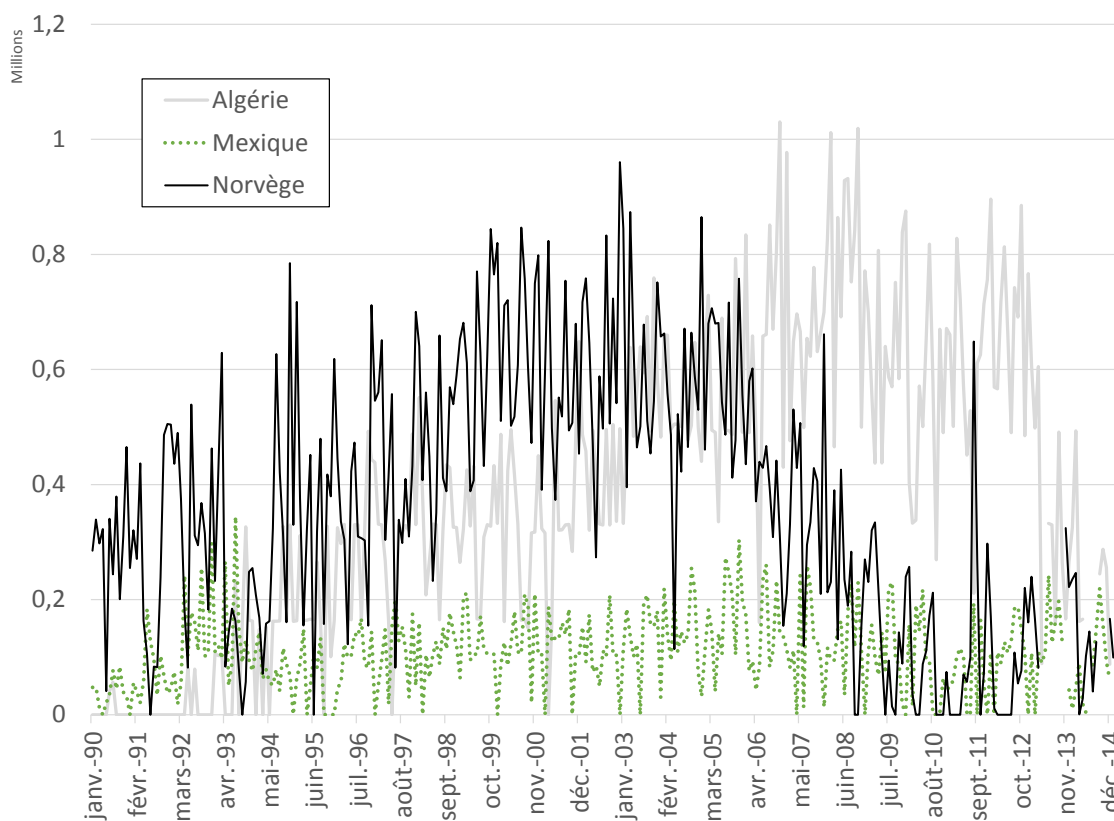
Autant le pétrole brut que les PPR se transigent au prix du marché du jour, défini sur le marché de New York, pour le pétrole de référence WTI (West Texas Intermediate, un brut léger de 39° API) et celui de Londres, pour le pétrole de référence Brent (un brut un peu moins léger le WTI avec 38° API).

Les raffineries achètent les pétroles bruts les moins chers qui correspondent aux caractéristiques de leurs installations. Ainsi, des pétroles plus lourds (moins de 23°API) ne peuvent pas être raffinés par Valero à Lévis. Cela oriente leur production de PPR vers des produits plus légers, excluant ainsi l'asphalte, par exemple. La

raffinerie de Suncor peut raffiner des pétroles plus lourds, comme l'indique le tableau 1.11, mais ne pourrait pas raffiner du bitume issu des sables bitumineux d'Alberta, qui a un °API de 10 ou moins, ce qui en fait un pétrole extra-lourd.

Les contrats d'approvisionnement des raffineries sont de court terme, et les sources d'approvisionnement peuvent changer très rapidement, si des producteurs de pétrole brut offrent des meilleurs prix. Ainsi, comme l'illustre la figure 1.17 sur les importations mensuelles de pétrole au Québec en provenance d'Algérie, du Mexique et de Norvège, il y a non seulement de grandes variations mensuelles (alors que la production et l'utilisation ne varient pas autant d'un mois à l'autre), mais des changements assez brusques surviennent. Les importations norvégiennes ont ainsi chuté entre 2006 et 2010, alors que ce sont celles d'Algérie qui ont aussi chuté après 2013. Des sources américaines ont grandement augmenté leurs parts de marché, à cause des prix inférieurs offerts par les producteurs américains et canadiens, notamment pour le pétrole de schiste venant par train du Dakota du nord ou par bateau du Texas.

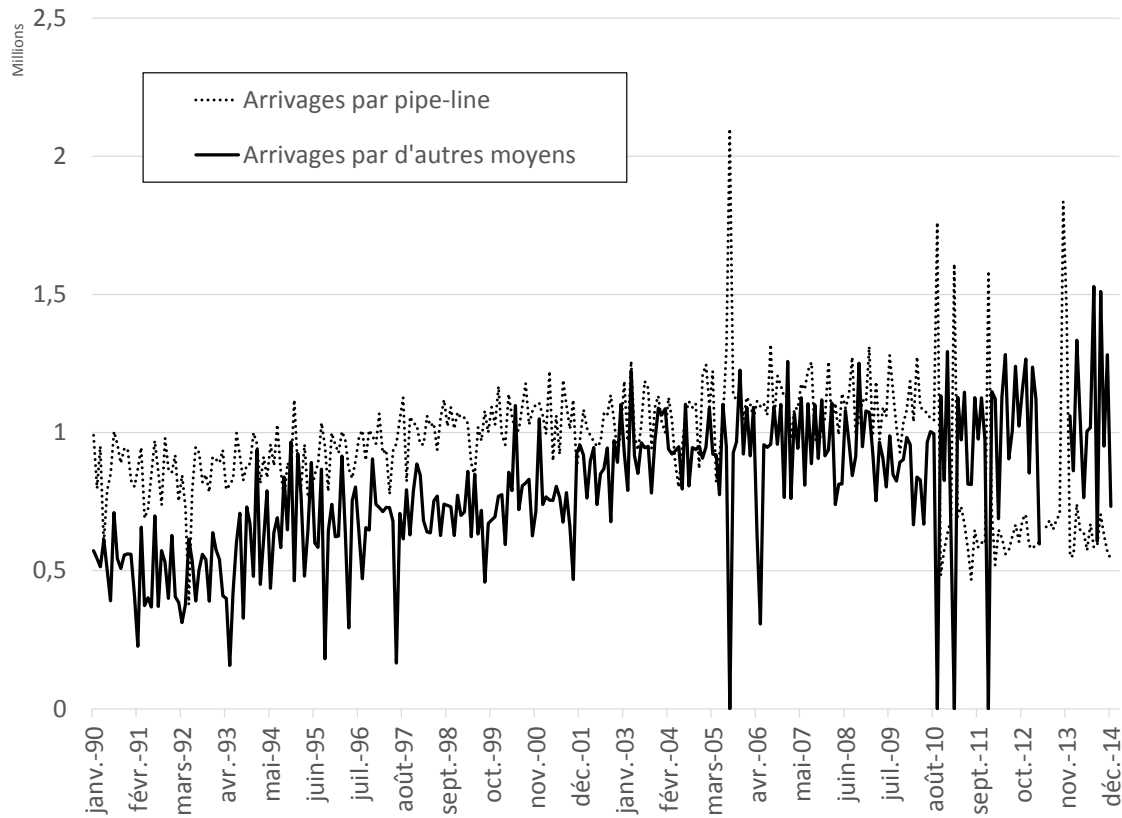
Figure 1.17 Importations mensuelle de pétrole d'Algérie, du Mexique et de Norvège, de janvier 1990 à janvier 2015, en mètre cube (Statistique Canada, tableau CANSIM 134-0001)



La figure 1.17 illustre la croissance constante des approvisionnements «par d'autres moyens» que le pipeline. C'est le recours aux bateaux, mais surtout au train, qui a fait perdre des parts de marché au pipeline Portland-Montréal, le seul à l'heure actuelle qui approvisionne le Québec en pétrole brut avant que la ligne 9B de Enbridge ne livre du pétrole de l'ouest canadien et des États-Unis.

Même avec l'inversion de la ligne 9B de Enbridge, les raffineries québécoises pourraient rapidement se tourner vers des sources de pétrole alternatives si celles-ci étaient moins chères que le pétrole de l'ouest arrivant par pipeline. Les coûts de transport du pétrole étant marginaux face au prix du baril, le lien qui unit un raffineur à un pipeline est beaucoup moins grand que celui qui unit un distributeur de gaz naturel au réseau de transmission.

Figure 1.18 Arrivage mensuel du pétrole par pipeline ou autres moyens, de janvier 1990 à janvier 2015, en mètre cube (Statistique Canada, tableau CANSIM 134-0001)



Le marché québécois du pétrole et des produits pétroliers est ainsi à la fois bien établi, étendu, mature mais toujours très alerte et réactif aux changements de conditions de marché. Avec les sources de production croissantes en Amérique du Nord, l'approvisionnement québécois a changé. Il continuera d'évoluer selon les opportunités de marché. Celles-ci sont cependant difficiles à prévoir, comme le montre la section suivante.

2. PRÉVISIONS DE LA DEMANDE EN HYDROCARBURES

2.1 Les prévisions officielles

Des prévisions de la demande d'énergie par secteur et par source d'énergie sont régulièrement réalisées. Elles sont basées sur un ensemble d'hypothèses liées à la croissance économique, démographique et à l'évolution technologique anticipée dans les secteurs d'utilisation de l'énergie. Les prix de marché jouent aussi un rôle dans ces prévisions. Ceux-ci peuvent s'avérer, sans doute plus que d'autres facteurs, beaucoup plus difficiles à prévoir. Les politiques à venir des gouvernements sont d'une manière générale exclues des scénarios choisis pour les prévisions, qui privilégient généralement des prévisions conservatrices (basées sur les tendances récentes observées), mais avec des variantes «optimiste» et «pessimiste». Ainsi, toutes les prévisions canadiennes sur la demande en énergie excluent les politiques climatiques à venir, malgré les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) des gouvernements. Cela donne donc des prévisions de consommation d'énergie qui sont incompatibles avec ces objectifs. Les prévisions officielles présentées ici excluent donc des scénarios de consommation respectant les objectifs de réduction de GES, sauf dans un cas : le scénario «450» de l'AIE, qui établit des prévisions de consommation compatibles avec une concentration atmosphérique de GES de 450 ppm – seuil au-delà duquel le réchauffement climatique dépasserait les 2°C en 2100.

Les différentes sources de prévision synthétisées dans cette section sont présentées dans les paragraphes suivants.

- **Québec.** Le MERN possède le modèle ENERGES, lui permettant de réaliser des prévisions de la demande en énergie et pour les émissions de GES. Des prévisions ont ainsi été faites en 2014 pour la période 2011-2026, par intervalles de 5 ans, soit pour 2011, 2016, 2021 et 2026 (MERN, 2014). La firme KPMG-SECOR a réalisé une étude sur les besoins en gaz naturel jusqu'en 2030 (KPMG-SECOR, 2014), selon trois scénarios. Des prévisions sont donc disponibles de 2015 à 2030, avec aussi des intervalles de 5 ans. L'ONÉ réalise tous les deux ans une étude appelé l'*Avenir énergétique du Canada* qui étudie différents scénarios de demande et de production d'énergie pour les provinces canadiennes. Des projections sont donc disponibles jusqu'en 2035 pour la demande en gaz naturel et PPR (incluant les LGN) pour le Québec et le Canada dans le document ONÉ (2013).
- **Canada.** En plus des résultats de l'ONÉ, des prévisions sont réalisées par la US EIA, dans leur *International Energy Outlook* (EIA, 2013 et 2014) et des projections sont aussi faite par l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2015).
- **États-Unis.** Les prévisions rapportées pour les États-Unis viennent de la US EIA (2013 et 2014), du *World Energy Outlook 2014* (AIE, 2014) et du *BP Energy Outlook 2035* (BP, 2015).
- **Monde.** Les prévisions mondiales synthétisées viennent de la US EIA, de l'AIE et du *BP Energy Outlook 2035* (BP, 2015).

Pour faciliter les comparaisons, une unité commune a été utilisée : le pétajoule (PJ), qui sont des millions de gigajoules (GJ). Les équivalences suivantes peuvent être utiles⁶ :

- 1 baril de pétrole \approx 6,12 GJ
- 1 tonne d'équivalent pétrole \approx 44,87 GJ
- 1 000 pied-cube (p^3 , *cubic-feet*, «cf» en anglais) de gaz naturel \approx 1,08 GJ
- 1 000 mètre-cube (m^3) de gaz naturel \approx 38,30 GJ

2.1.1 Prévisions pour le Québec

Le Québec a un profil de consommation énergétique assez unique, lié à l'abondance d'hydroélectricité à relativement bas prix. Il s'y consomme ainsi peu de gaz naturel (13% de la consommation finale; Whitmore et Pineau, 2014), comparativement au Canada (27% de la demande finale; RN Canada, 2014). Par contre, l'électricité, essentiellement de source hydraulique, fournit 38% de la demande finale, contre seulement 21% pour le Canada. La biomasse, avec 10% de la demande finale, occupe aussi une plus grande proportion qu'au

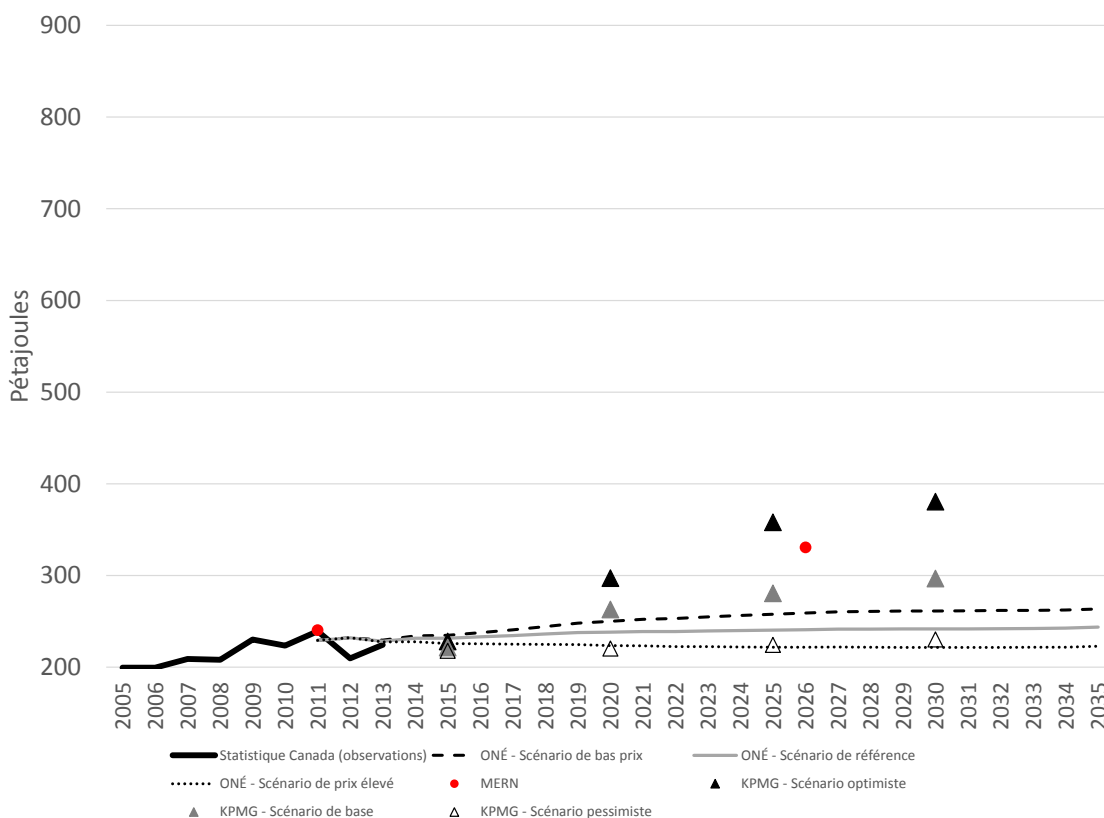
⁶ Voir par exemple les sites de conversion de la EIA (2015a) ou de l'ONÉ (2015).

Canada (6%). Cela donne quelques parts de marché en moins pour les produits pétroliers : 37% au Québec comparativement à 42% au Canada.

Le contexte hydro-électrique québécois explique ainsi la consommation limitée de gaz naturel, qui a cependant un potentiel de croissance dans la substitution des PPR en industrie et en transport, à travers le développement de projets industriels et par le développement de la demande actuelle.

Comme illustré dans la figure 2.1, ce sont essentiellement des variations autour de ces paramètres qui justifient les trois scénarios de KPMG-SECOR, où la demande pourrait presque doubler d'ici 2030 si le scénario optimiste se réalisait : d'environ 230 PJ en 2014 à 380 PJ en 2030. L'ONÉ, dans ses prévisions de 2013, est beaucoup plus conservateur, notamment parce qu'ils ne sont pas entrés dans le détail des nouveaux projets possibles, qui expliqueraient la plus grande croissance de la demande envisagée par KPMG-SECOR. Le MERN, dans ses prévisions, est plus optimiste que la moyenne des scénarios, mais trop peu de détails sont fournis pour expliquer exactement pourquoi.

Figure 2.1 Prévisions sur la consommation de gaz naturel au Québec (MERN, 2014; KPMG-SECOR, 2014; ONÉ, 2013; Statistique Canada, 2015)

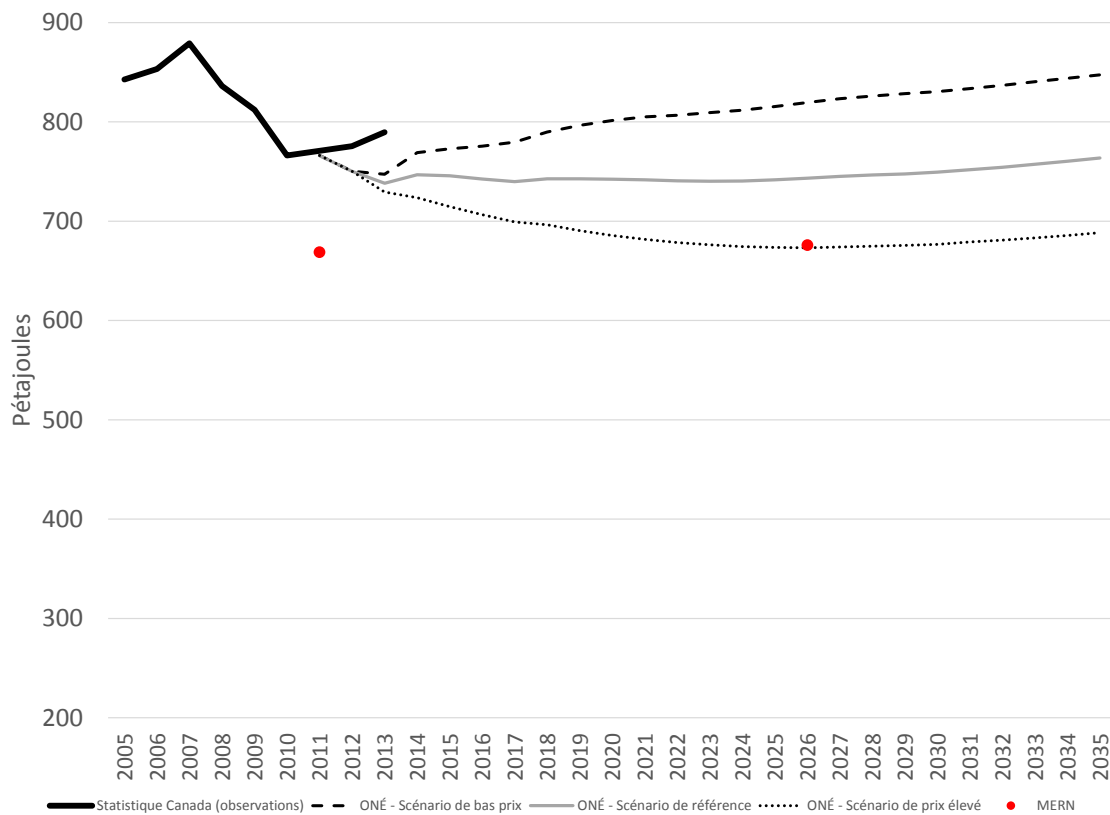


Comme en témoigne le passage suivant de l'avis de la Régie de l'énergie sur les approvisionnements en gaz naturel (Régie de l'énergie, 2014), de nombreux projets pourraient voir le jour, mais sont incertains. Ils n'ont donc pas été retenus, sauf dans le scénario optimiste de KPMG-SECOR, mais de manière très partielle.

[72] Compte tenu cependant de la faible probabilité de réalisation [des projets Énergie Saguenay (15 000 Mm3/an ou 570 PJ/an), TUGLIQ (1 500 Mm3/an ou 57 PJ/an), Hoëgh (685 Mm3/an ou 26 PJ/an) et SLNGaz (1 500 Mm3/an ou 57 PJ/an)] et, surtout, de l'impact majeur qu'ils représentent sur les capacités de transport requises, la Régie ne les prend pas en considération aux fins du présent Avis. À l'horizon 2030, la Régie retient la prévision de demande de 7 970 millions m3 (300 PJ) correspondant au scénario de base de KPMG-SECOR.

La consommation de PPR, qui inclut le plus souvent les LGN, resterait beaucoup plus stable selon les prévisions du MERN et de l'ONÉ. C'est essentiellement le prix du pétrole qui expliquerait les différences observées : la demande serait plus élevée dans un scénario de bas prix, et inversement, plus faible en cas de prix élevé. Ainsi, la demande de PPR et LGN est prévue rester stable entre 700 et 800 PJ par année, soit une consommation d'entre 300 000 et 350 000 barils par jour. Le MERN a des prévisions plus faibles, qui sont cependant convergente avec une stabilité de la demande.

Figure 2.2 Prévisions de la consommation de PPR et LGN au Québec (MERN, 2014; ONÉ, 2013; Statistique Canada, 2015)



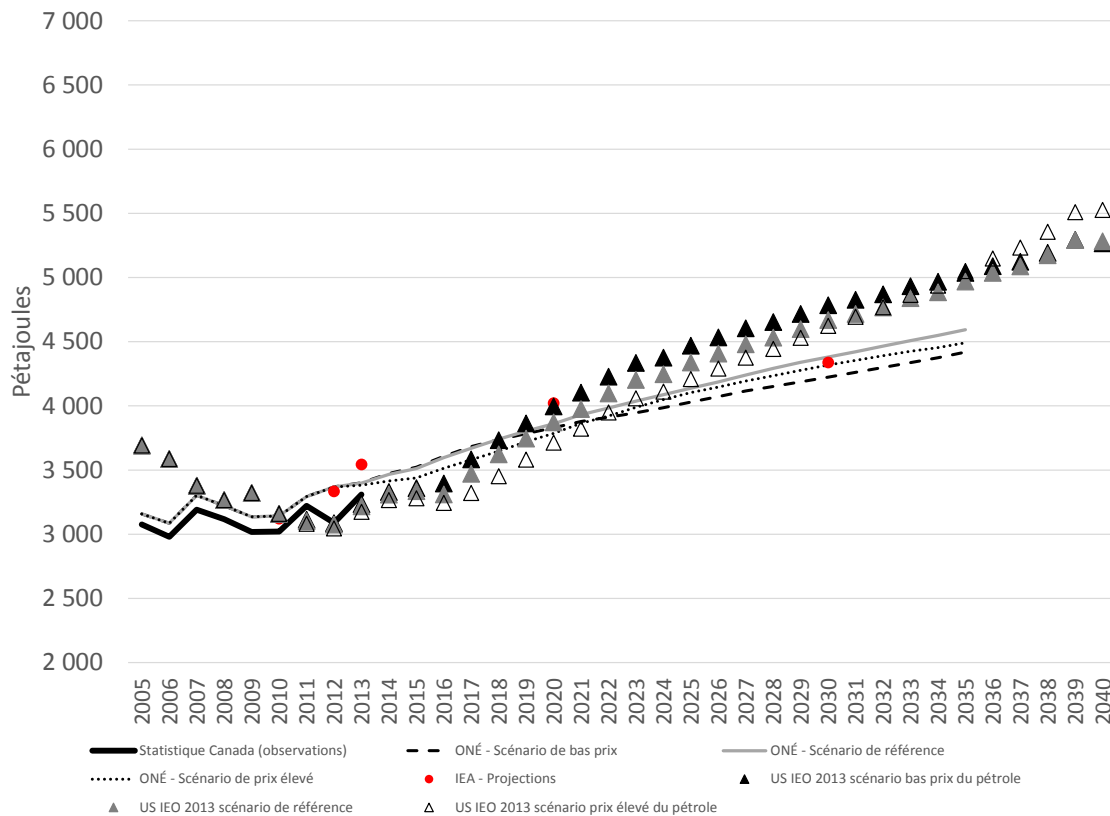
2.1.2 Prévisions pour le Canada

Pour le Canada, la croissance de la demande de gaz naturel est anticipée par tous, dans tous les scénarios. Une croissance de 20% à 30% de la demande est envisagée entre 2015 et 2030, portée par les relatifs bas prix du gaz naturel et ses plus faibles impacts environnementaux, relativement au pétrole et au charbon.

Deux éléments à noter dans la figure 2.3 : les prévisions de l'ONÉ indiquent une demande en gaz naturel plus faible en cas de bas prix, parce que l'industrie d'extraction du pétrole utilise beaucoup de gaz naturel au Canada. Un faible prix du pétrole induirait une moins grande production de pétrole, et donc une moins grande demande en gaz naturel.

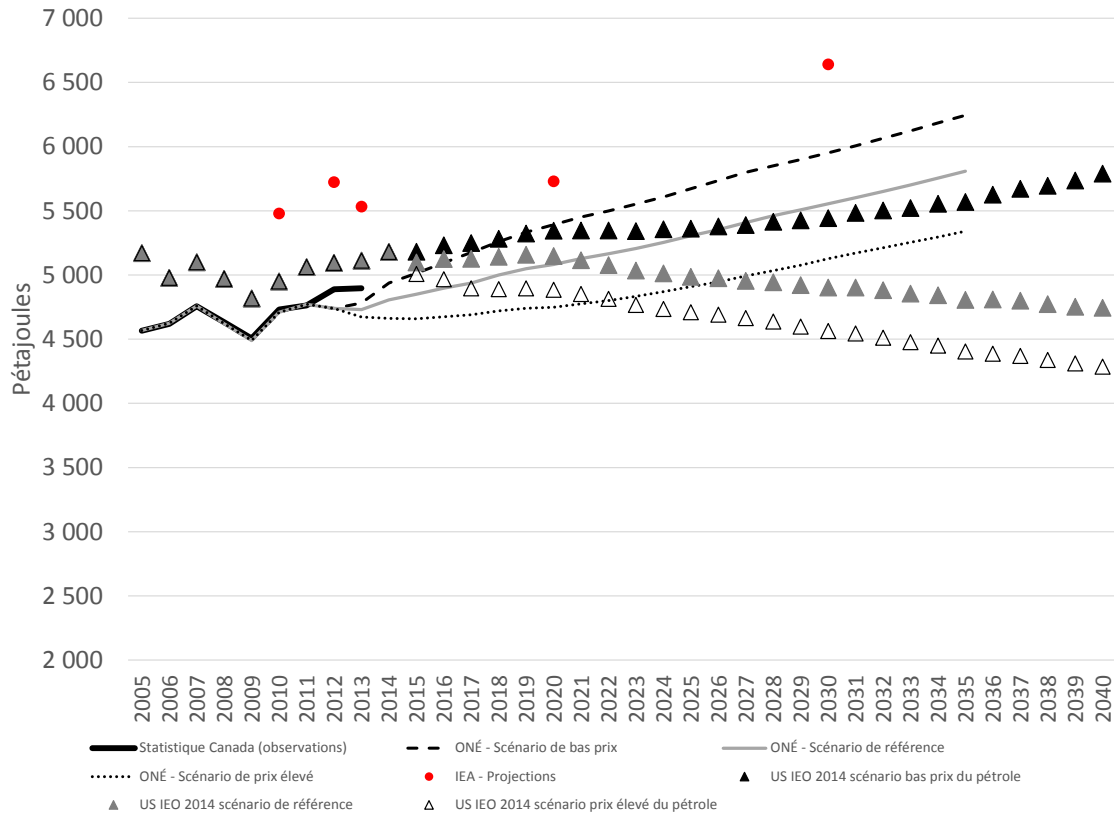
Les prévisions américaines de la EIA sont d'une manière générale plus optimistes sur la demande de gaz naturel au Canada. Le lien entre la production de pétrole et la consommation de gaz naturel ne semble pas être aussi bien prise en compte dans ces prévisions : en cas de bas prix du pétrole (et du gaz), la demande est plus élevée qu'en cas de prix élevé de l'énergie. Par contre, après 2035, une substitution vers le gaz naturel amène une plus grande demande de gaz naturel en cas de prix élevé du pétrole.

Figure 2.3 Prévisions de la consommation de gaz naturel au Canada (ONÉ, 2013; Statistique Canada, 2015; IEA, 2015; EIA, 2013)



La dynamique est très différente pour les PPR et LGN, tel qu'illustré dans la figure 2.4. Alors que les prévisions de l'ONÉ et de l'AIE envisagent une croissance de la demande dans tous les scénarios, les prévisions américaines de la EIA prévoient un déclin de la consommation dans leur scénario de référence et de prix élevé du pétrole : jusqu'à 750 PJ en moins entre 2015 et 2040, soit 335 000 barils par jour en moins. Dans le scénario de bas prix du pétrole, cependant, la consommation de pétrole canadienne continuerait de croître.

Figure 2.4 Prévisions de la consommation de PPR et LGN au Canada (ONÉ, 2013; Statistique Canada, 2015; IEA, 2015; EIA, 2014)



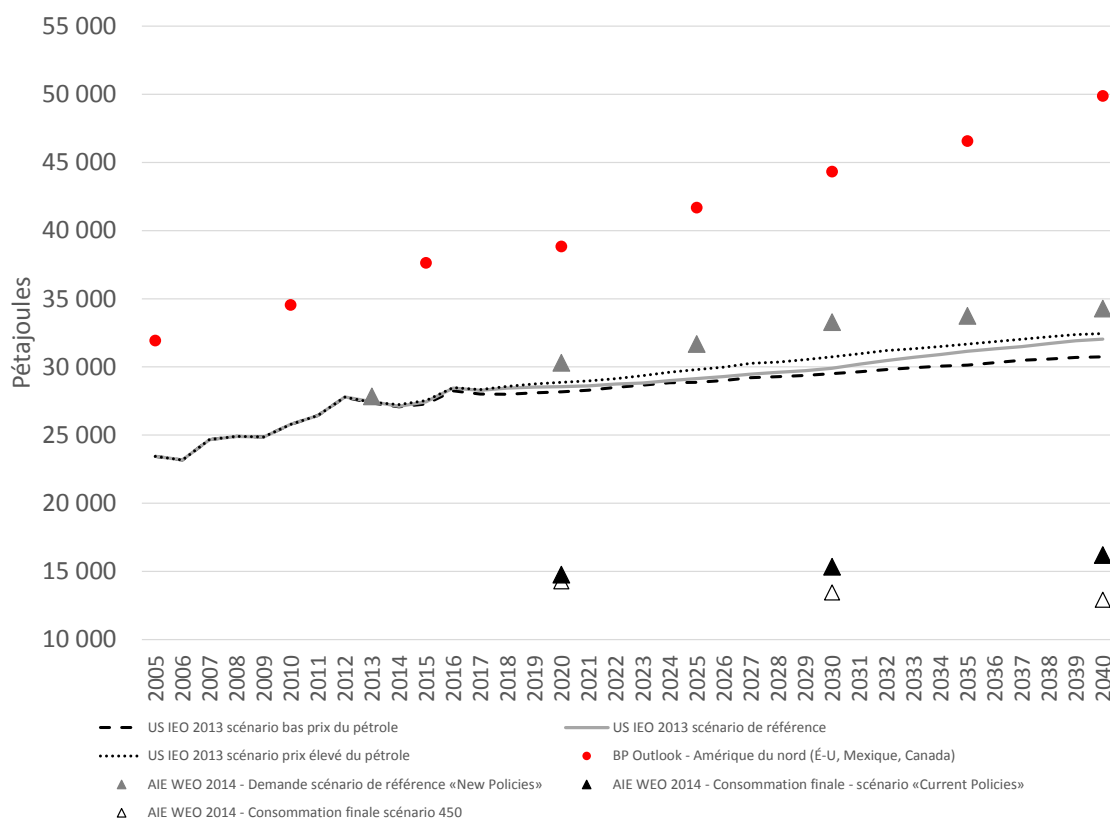
2.1.3 Prévisions pour les États-Unis

Les prévisions de la demande de gaz naturel aux États-Unis convergent aussi vers une croissance stable et continue, comme illustré dans la figure 2.5. Autant la EIA que l'AIE et BP envisagent ainsi une augmentation modérée de la consommation de gaz naturel. À noter que les prévisions de BP portent sur l'Amérique du Nord (avec le Canada et le Mexique), et sont conséquemment à un niveau plus élevé que les États-Unis seuls.

Cependant, dans le scénario 450 de l'AIE (2014), où la consommation énergétique mondiale respecte les objectifs de limiter le réchauffement climatique à 2°C, la consommation finale de gaz naturel décline de 10% entre 2020 et 2040. Cette consommation finale exclue le gaz naturel utilisé dans les centrales électriques pour produire de l'électricité, ce qui explique le niveau de départ bien en deçà de la consommation illustrée pour les autres scénarios.

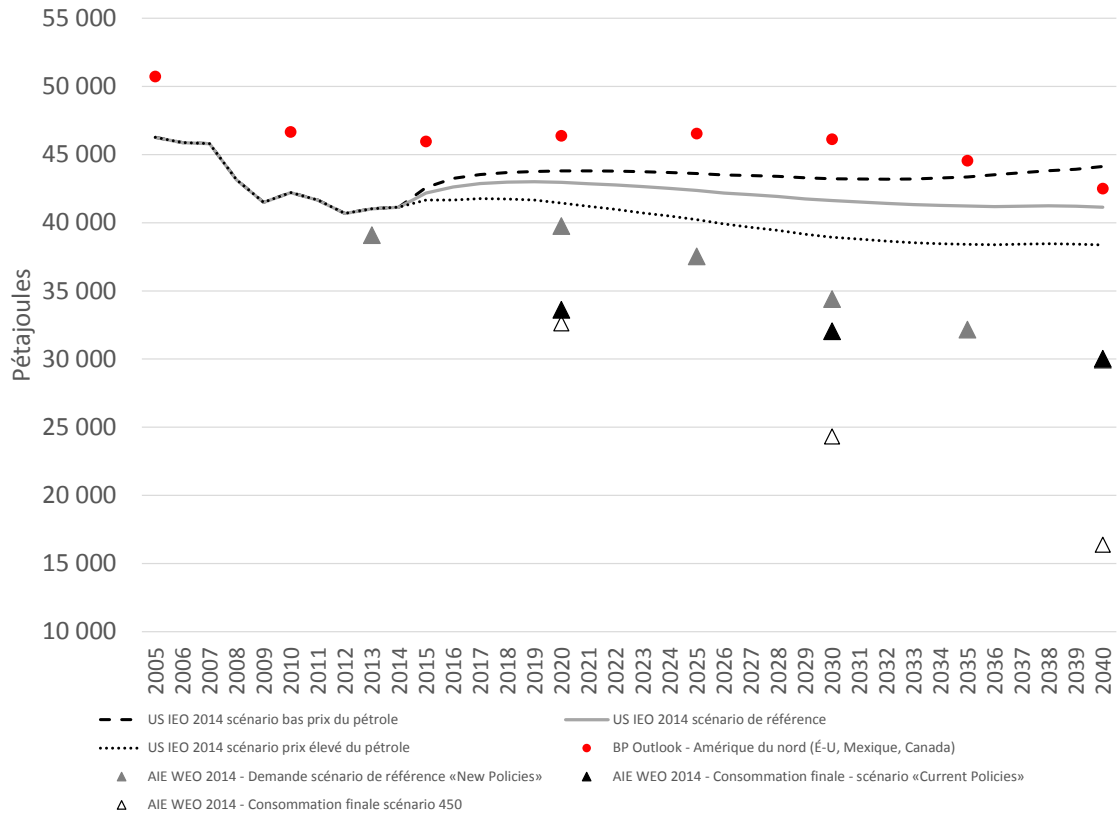
Les deux autres scénarios de l'AIE sont un scénario de référence appelé «New Policies», qui fait l'hypothèse que beaucoup des politique climatiques et énergétiques annoncées par les gouvernements en 2014 sont mises en place et atteignent leurs objectifs. Cela a pour effet de limiter la croissance de la demande énergétique. Dans le scénario «Current Policies», le statu quo est préservé, c'est-à-dire que les nouvelles politiques climatiques ne sont pas mises en place, comme c'était largement le cas en 2014. Le scénario 450 est calibré pour l'atteinte des objectifs climatiques, sans que des politiques spécifiques soient mentionnées.

Figure 2.5 Prévisions de la consommation de gaz naturel aux États-Unis (AIE, 2014; EIA, 2013; BP, 2015)



Du côté des PPR et LGN, un déclin de la consommation est prévu dans presque tous les scénarios envisagés. Cela s'explique essentiellement par les gains d'efficacité dans le parc de véhicules et la proportion croissante de carburants alternatifs (électricité et gaz naturel). Seul le scénario de bas prix du pétrole arrive à maintenir la consommation en 2040 à niveau de 2020. Par contre, le scénario 450 de l'AIE prévoit une baisse de la consommation finale de pétrole de l'ordre de 50% entre 2020 et 2050. Les États-Unis consommeraient alors moins de 8 millions de barils par jour.

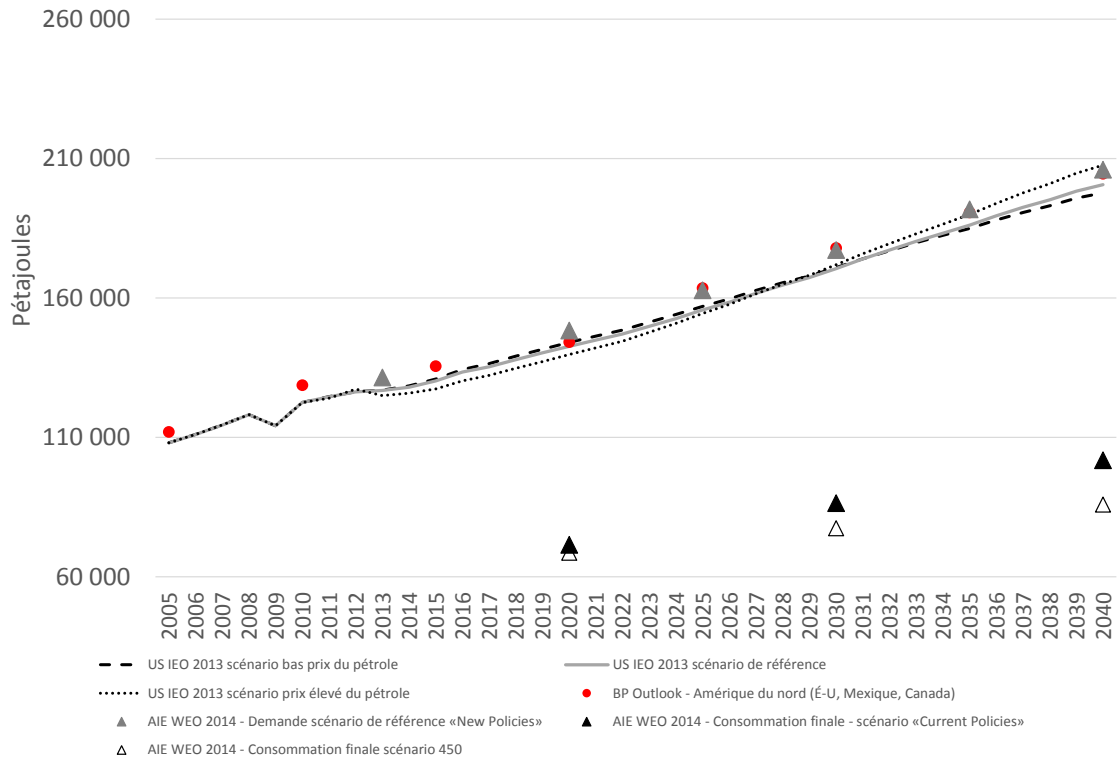
Figure 2.6 Prévisions de la consommation de PPR et LGN aux États-Unis (AIE, 2014; EIA, 2014; BP, 2015)



2.1.4 Prévisions pour le marché mondial

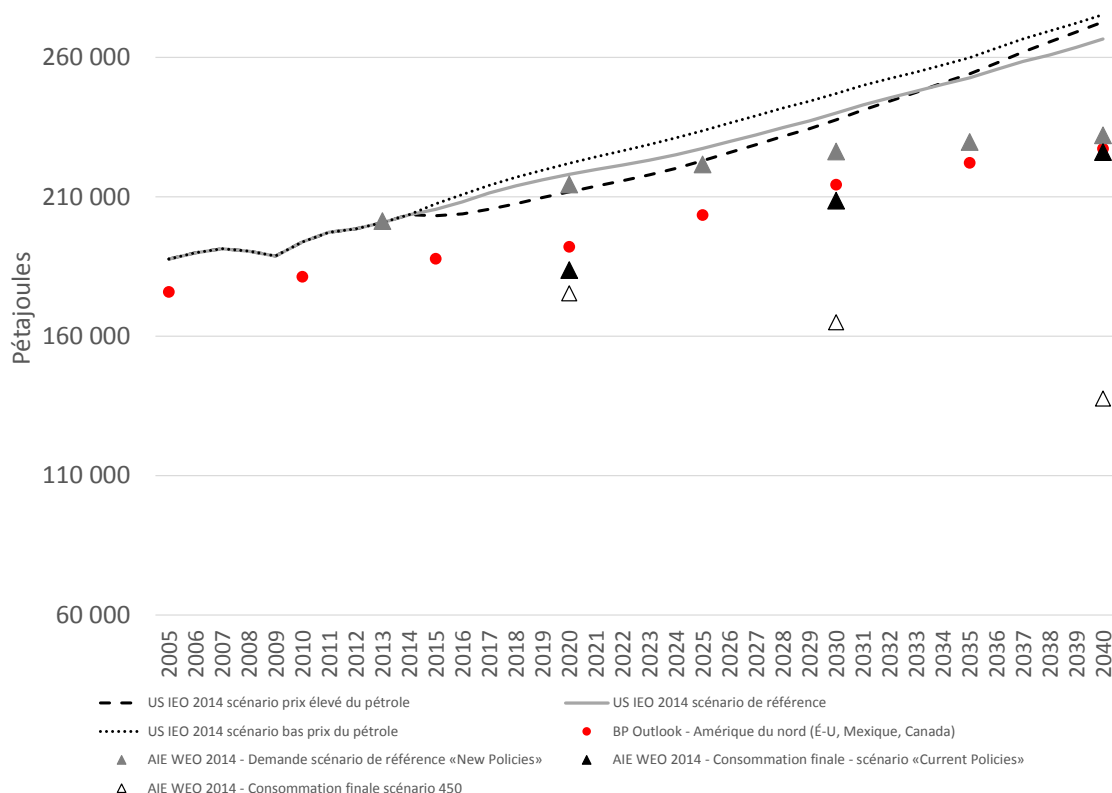
À l'échelle mondiale, la croissance de la consommation de gaz naturel fait l'unanimité, même dans le scénario 450 de l'AIE. Très peu de variations sont observées entre les scénarios de l'AIE, l'EIA et de BP. Cette croissance est largement alimentée par le relatif bas prix du gaz naturel, sa disponibilité et ses avantages environnementaux, relativement aux autres combustibles fossiles.

Figure 2.7 Prévisions de la consommation de gaz naturel mondiale (IEA, 2014; EIA, 2013; BP, 2015)



Les prévisions sont moins unanimes pour le marché des PPR et LGN. Si la EIA voit une croissance continue pour tous ses scénarios, ce n'est pas le cas de BP, qui anticipe un plafonnement de la demande de pétrole à l'orée de 2040. Ce scénario de BP converge avec celui «New Policies» de l'AIE. Dans le scénario 450 de l'AIE, la demande de pétrole mondiale chute de 22% entre 2020 et 2040, toujours pour limiter le réchauffement climatique.

Figure 2.8 Prévisions de la consommation de PPR et LGN mondiale (AIE, 2014; EIA, 2014; BP, 2015)



2.2 Les prévisions sous contraintes d'émissions de gaz à effet de serre compatibles avec une hausse de température à 2°C (Accord de Copenhague)

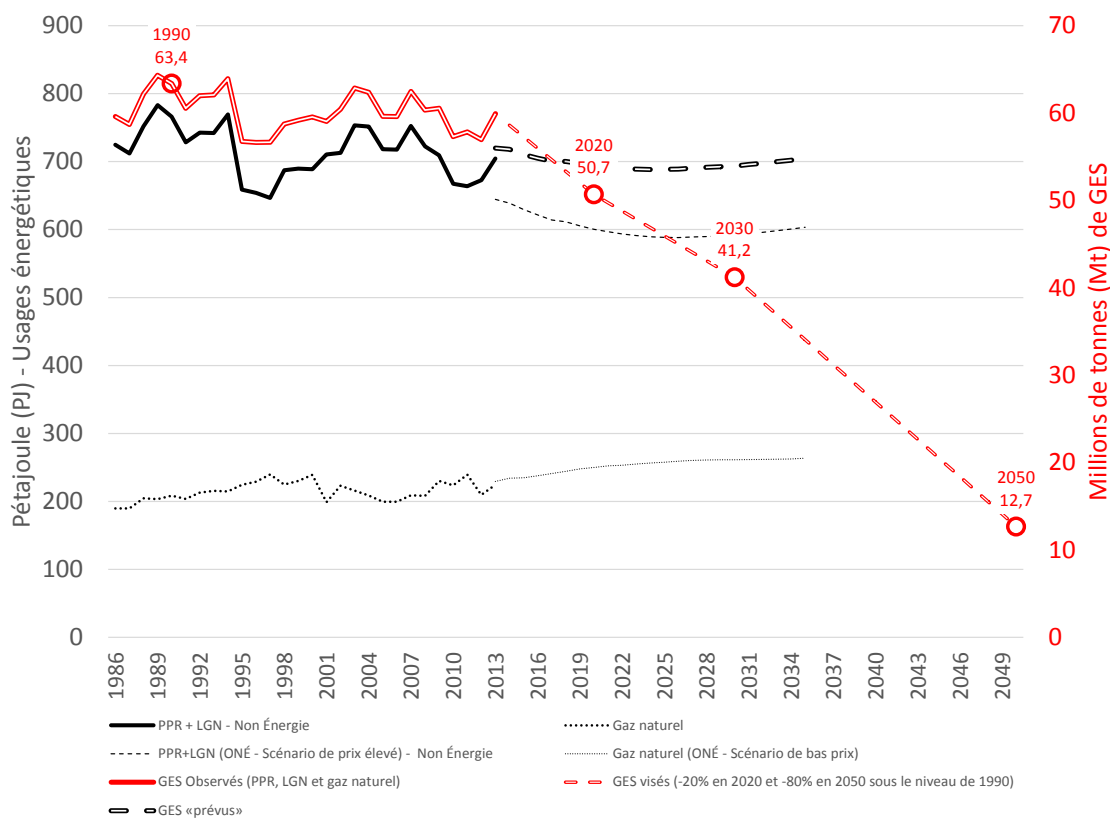
Le Québec a pris l'engagement de réduire de 20% ses émissions de GES en 2020 sous le niveau de 1990 et a mis en place un marché du carbone pour l'aider à atteindre cet objectif. Ce marché est commun avec la Californie. L'Ontario a aussi annoncé en 2015 qu'il s'y joindrait. Par ailleurs, en juillet 2015, le Premier ministre du Québec a annoncé que le Québec se joignait au *Subnational Global Climate Leadership Memorandum of Understanding* (Under 2° MOU), un groupe de 18 états et provinces qui s'engagent à réduire d'ici 2050 de 80 à 95% à leurs émissions sous le niveau de 1990 (Gouvernement du Québec, 2015). En août 2015, le premier ministre du Québec s'engageait lors de la 39^e édition de la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada (CGNA-PMEC) sur une cible régionale pour 2030 : de 35 à 45 % sous le niveau de 1990. Sur la figure 2.9, les émissions de GES correspondant à la consommation de PPR, LGN et gaz naturel sont indiquées pour la période 1986-2013⁷. Les émissions pour l'année 1990, ainsi que les objectifs de 2020, 2030 et 2050 sont indiquées pour des fins de référence. Les objectifs de moins 35 % et 80 % ont été utilisés pour 2030 et 2050 respectivement, étant donné que les émissions québécoises sont déjà relativement faibles. À noter que seules émissions issues des usages énergétiques des PPR, des LGN et du gaz naturel sont indiquées, totalisant un estimé de 59,9 Mt en 2013.

⁷ Les niveaux d'émissions de 1986 à 2013 pour les PPR, le LGN et le gaz naturel ont été estimés selon les coefficients d'émissions d'Environnement Canada (2015 :194-195) pour les PPR, les LGN et le gaz naturel, en tenant compte des volumes consommés. Ces coefficients d'émissions sont légèrement différents de ceux présentés à la figure 2.10 à cause de variations mineures dans les émissions de différents PPR. Dans le rapport d'inventaire national canadien (Environnement Canada, 2015), les émissions du secteur de l'énergie pour le Québec sont estimées à 58,8 Mt. La différence avec les 59,9 Mt indiquées ici est due à une approche d'estimation légèrement différente.

Les émissions québécoises totales étaient de 82,6 Mt en 2013, lorsqu'on y ajoute les émissions de l'agriculture (7,8 Mt), des procédés industriels (10,8) et des déchets (5,3 Mt) (Environnement Canada, 2015).

Les consommations historiques de PPR-LGN et de gaz naturel de 1986 à 2013 sont illustrées à la figure 2.9. Elles excluent la consommation pour des usages non-énergétiques, qui n'émettent pas de GES. Les prévisions conservatrices de l'ONÉ pour la période 2013-2035 ont aussi été retranscrites (des figures 2.1 et 2.2), ainsi que les émissions combinées induites par ces niveaux de consommation d'hydrocarbures (série en pointillés GES «prévues»)⁸. Dès 2016, les émissions prévues pour les hydrocarbures sont supérieures aux émissions qu'il faudrait avoir pour atteindre l'objectif de 2020, si un rythme constant de réduction des émissions survenait entre 2013 et 2020.

Figure 2.9 Historique de consommation des hydrocarbures et des émissions de GES, prévisions de consommation d'hydrocarbure et objectifs de réduction de GES pour le Québec 1986-2050 (Statistique Canada, 2015; ISQ, 2015; Environnement Canada, 2015)



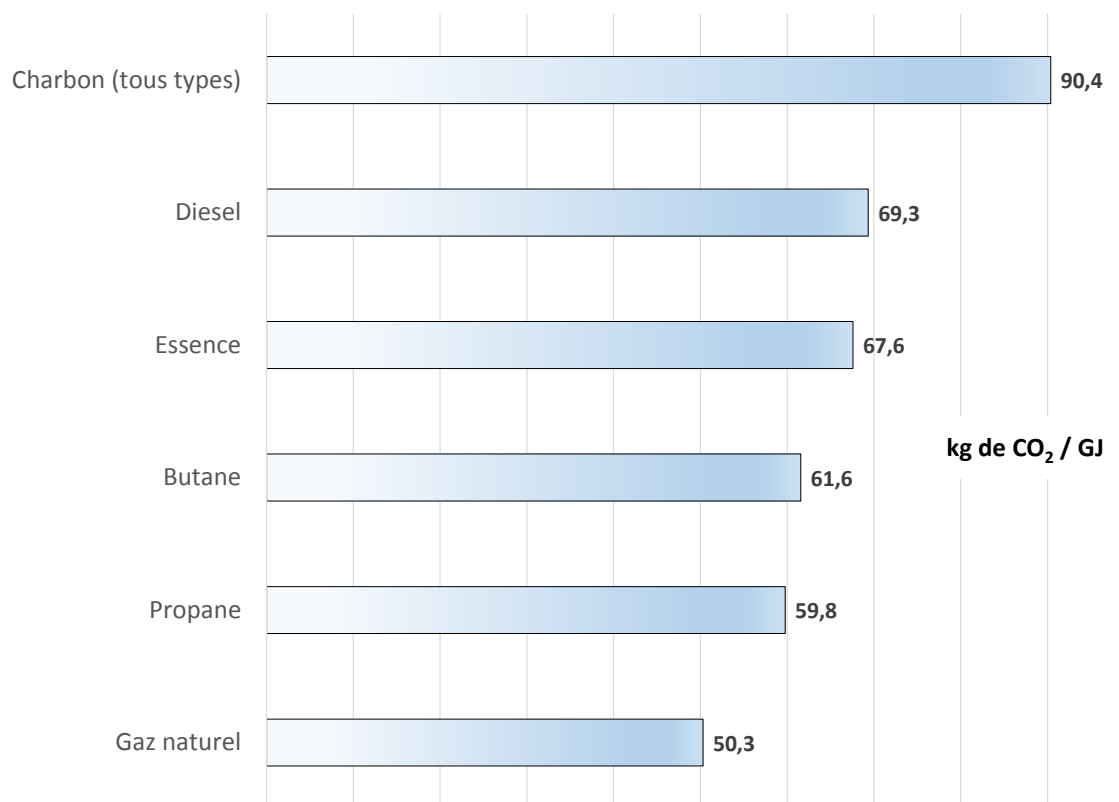
La courbe *GES visés* de la figure 2.9 correspond aux émissions de GES des hydrocarbures pour des usages énergétiques, sous l'hypothèse que tous les secteurs d'émissions réduisent dans les mêmes proportions leurs émissions. Cela impliquerait que les émissions de l'agriculture, des procédés industriels et des déchets décroissent aussi de 20 %, 35 % et 80 % d'ici 2020, 2030 et 2050 respectivement. Si cela n'était pas le cas, alors il serait nécessaire d'avoir des réductions d'émissions encore plus prononcées pour les hydrocarbures, ce qui limiterait encore davantage le marché québécois.

Le gaz naturel a une plus faible teneur en GES, par rapport aux autres hydrocarbures, comme l'illustre la figure 2.10. Ainsi, pour un même pouvoir calorifique, c'est-à-dire une même quantité d'énergie (mesurée par exemple en GJ ou PJ), le gaz naturel va émettre lors de sa combustion environ 26% moins de CO₂ que l'essence ou le diesel. Une substitution du gaz naturel au diesel ou à l'essence pourrait donc être non

⁸ Aux prévisions de l'ONÉ, le niveau de consommation de PPR-LGN de 2013 pour des usages non-énergétiques a été retranché.

seulement avantageuse d'un point de vue économique (presque trois fois moins cher, comme en témoigne le tableau 1.5), mais aussi d'un point de vue environnemental.

Figure 2.10 Émissions de CO₂ par unité d'énergie fournie, en kg par GJ (EIA, 2013)

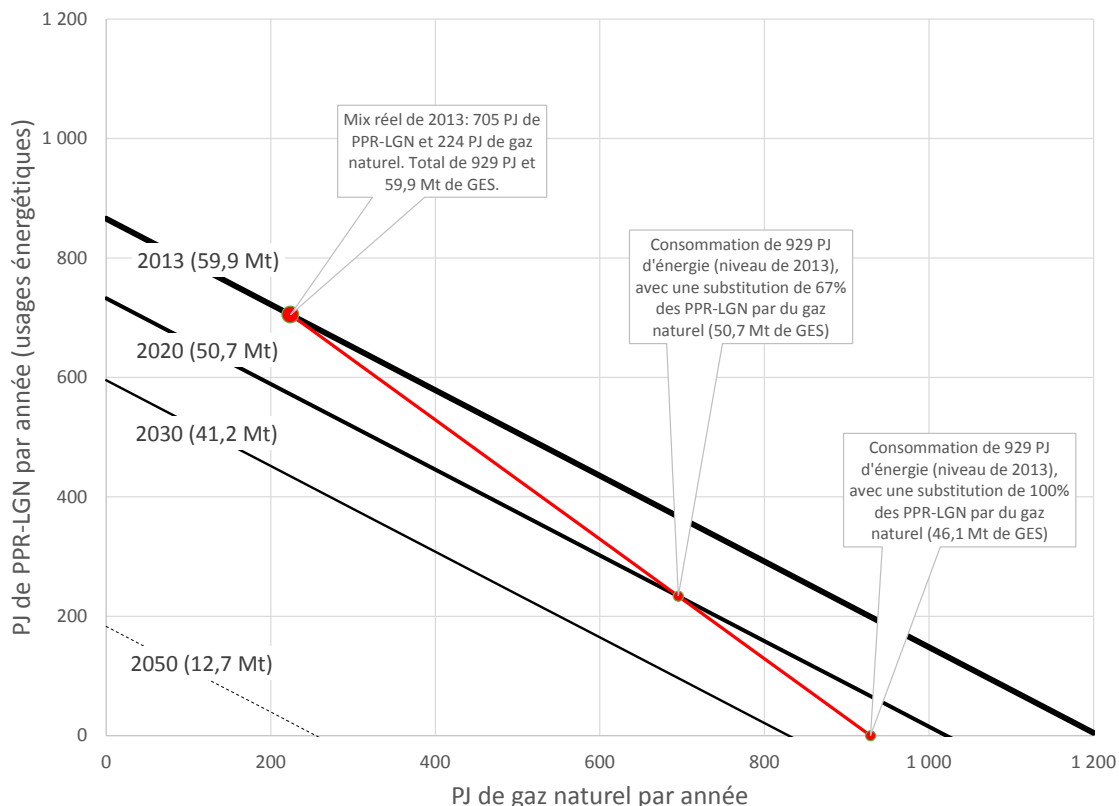


Une analyse du potentiel de réduction des GES avec une substitution du gaz naturel aux produits pétroliers peut être faite, dans le contexte des objectifs fixés par le gouvernement québécois sur la réduction des émissions de GES. La figure 2.11 synthétise cette analyse.

On retrouve ainsi sur la figure 2.11 les «budgets carbone» des années 2013, 2020, 2030 et 2050, qui sont décroissants (et qui correspondent aux niveaux d'émissions de GES visés, illustrés sur la figure 2.9). Chaque budget annuel est illustré par une ligne diagonale, avec l'année de référence et la quantité de GES (en Mt) correspondant à l'objectif fixé par le gouvernement⁹. Ces budgets peuvent être utilisés en consommant des PPR-LGN ou du gaz naturel, pour des usages énergétiques. Le niveau de consommations de PPR-LGN correspond à l'axe vertical et celui de gaz naturel à l'axe horizontal de la figure 2.11. Selon les proportions de PPR-LGN et de gaz naturel, une plus ou moins grande quantité d'énergie pourra être consommée pour une quantité fixe d'émissions de GES. Ainsi, pour l'année 2020, 50,7 Mt de GES seraient émises en consommant 732 PJ de PPR-LGN et aucun gaz naturel, ou en consommant 1 021 PJ de gaz naturel et aucun PPR-LGN. Toute combinaison entre ces deux extrêmes, illustrée par la ligne 2020 (50,7 Mt) de la figure 2.11, résulte aussi en des émissions de 50,7 Mt.

⁹ Rappelons que la quantité de GES indiquée est celle correspondant uniquement aux hydrocarbures, et qu'on émet l'hypothèse que les réductions anticipées sont réalisées à un rythme constant. De plus des réductions d'émissions équivalentes sont nécessaires dans tous les autres secteurs d'émission (agriculture, industrie, déchet).

Figure 2.11 Budget carbone pour 2013, 2020, 2030 et 2050, réparti selon les quantités annuelles de PPR-LGN et de gaz naturel utilisées à des fins énergétiques et potentiel de substitution du gaz naturel (analyse des auteurs)



Note : 200 PJ de PPR-LGN \approx 90 000 barils par jour et 200 PJ de gaz naturel \approx 5,2 milliards de m³ \approx 184 Bcf.

Le mix de consommation de PPR-LGN et de gaz naturel de 2013 est aussi illustré sur la figure 2.11, soit 705 PJ de PPR-LGN et 224 PJ de gaz naturel, pour un total de 929 PJ d'hydrocarbures. Les émissions correspondantes sont de 59,9 Mt. La ligne rouge illustre des émissions de GES décroissantes avec une substitution croissante de gaz naturel en remplacement des PPR-LGN. Ainsi, avec 100% de substitution, les émissions seraient de 46,1 Mt., soit sous le niveau visé de 2020 (50,7 Mt), tout en conservant le même niveau de consommation d'énergie. Il faudrait substituer 67 % des PPR-LGN par du gaz naturel pour atteindre l'objectif de réduction de GES de 2020.

Ainsi, bien qu'une telle substitution réduise les GES, il ne serait pas possible à long terme d'atteindre les objectifs fixés par le gouvernement pour 2030, qui sont de 42,2 Mt, ni évidemment les objectifs ultérieurs. Pour toutes les années menant à 2050, une consommation d'hydrocarbures est toujours possible, mais elle doit rapidement diminuer.

En 2050, le budget carbone de 12,7 Mt pour les GES issus des hydrocarbures à des fins énergétiques limiterait le Québec à 82 000 barils par jour (183 PJ de PPR-LGN), si aucun gaz naturel n'était utilisé. En 2013 le Québec consommait environ 315 000 b/j pour des usages énergétiques (705 PJ annuel). Alternativement, le Québec pourrait consommer 6,65 milliards de m³ de gaz naturel (255 PJ ou 235 Bcf), soit approximativement la quantité consommée actuellement, s'il ne consommait aucun PPR-LGN pour des usages énergétiques.

Il faut aussi noter qu'avec un approvisionnement en gaz naturel renouvelable (issu de la biométhanisation ou par la réaction de Sabatier¹⁰), la quantité totale de gaz naturel consommée pourrait être plus grande, et les infrastructures gazières pourraient toujours être productives, même en 2050.

Pour donner une idée des secteurs de consommation où des réductions d'utilisation des PPR-LGN devraient se faire, et où une substitution par d'autres sources d'énergie moins émettrices pourrait être bénéfique, le tableau 1.13 présente par ordre décroissant de consommation de PPR cette consommation en PJ, pour 2013.

Tableau 1.13 L'utilisation des LGN et des PPR au Québec en 2013, par secteur de consommation finale en PJ (Statistique Canada, 2015; RN Canada, 2015)

Secteur	LGN	PPR
Véhicules personnels		234,3
Transport routier des marchandises		165,3
Industries	6,1	54,6
Transport aérien		40,7
Commerces et autres institutions	5,4	33,5
Transport maritime		26,3
Agriculture	3,5	23,3
Véhicules hors route		23,2
Résidentiel	1,1	20,8
Transport ferroviaire		11,9
Autobus (intra-urbain, scolaire et interurbains)	0,6	11,0
Administrations publiques	0,0	7,8
Autoconsommation (transformation du pétrole en PPR)	1,3	26,5
Usages non-énergétiques		85,0
	18,0	764,2

À noter que l'autoconsommation en PPR des producteurs de PPR ainsi que les usages non-énergétiques (non émetteurs de GES) sont comptabilisés de manière distincte dans ce tableau, parce que ce ne sont pas des usages finaux. Les sommes totales ne correspondent pas exactement aux chiffres des figures 1.6 et 2.11 parce que l'année de référence est 2013 (alors que c'est 2014 pour la figure 1.6) et qu'une source additionnelle a été utilisée, pour mieux détailler la consommation de PPR dans les différents type de transport routier (véhicules personnels, marchandise, hors route, autobus). Cette source, RN Canada (2015), n'est pas entièrement cohérente avec les données de Statistique Canada (2015).

2.3 Opportunités locales pour une production québécoise d'hydrocarbures

Étant donné les prévisions de consommation de PPR-LGN et de gaz naturel, le marché pour ces produits restera important – s'il on fait abstraction des contraintes sur les émissions de GES mises en place et des objectifs de réduction des émissions de GES du gouvernement québécois.

Dans la mesure où les sources québécoises de production sont compétitives avec les hydrocarbures importés, il existe des opportunités locales pour la production québécoise. Selon les prévisions consultées, ce marché correspond au marché actuel pour les PPR-LGN, même si une certaine décroissance à partir de 2020 est à prévoir, suite à l'amélioration de l'efficacité des véhicules. C'est notamment ce que prévoit la EIA pour le Canada (figure 2.4) et les États-Unis (figure 2.6).

Pour le gaz naturel, le marché devrait être en croissance, plus ou moins grande selon les développements industriels incluant l'utilisation du GNL en transport lourd, en régions éloignées, ou la production électrique en pointe. La multiplication des projets d'usine de liquéfaction sur le territoire québécois demeure une inconnue qui pourrait aller de pair avec l'exploitation des ressources naturelles qui auront lieu, ou non, en sol québécois.

¹⁰ Du gaz naturel synthétique peut être obtenu par la réaction de Sabatier, qui implique de l'hydrogène et du CO₂, pour former du méthane (CH₄) et de l'oxygène (O). Si l'hydrogène est obtenu par électrolyse de l'eau et que l'électricité est de source renouvelable, alors ce gaz naturel synthétique est renouvelable. Cette filière connue sous le nom de «Power-to-gas» est notamment développée et commercialisée par la firme canadienne Hydrogenics.

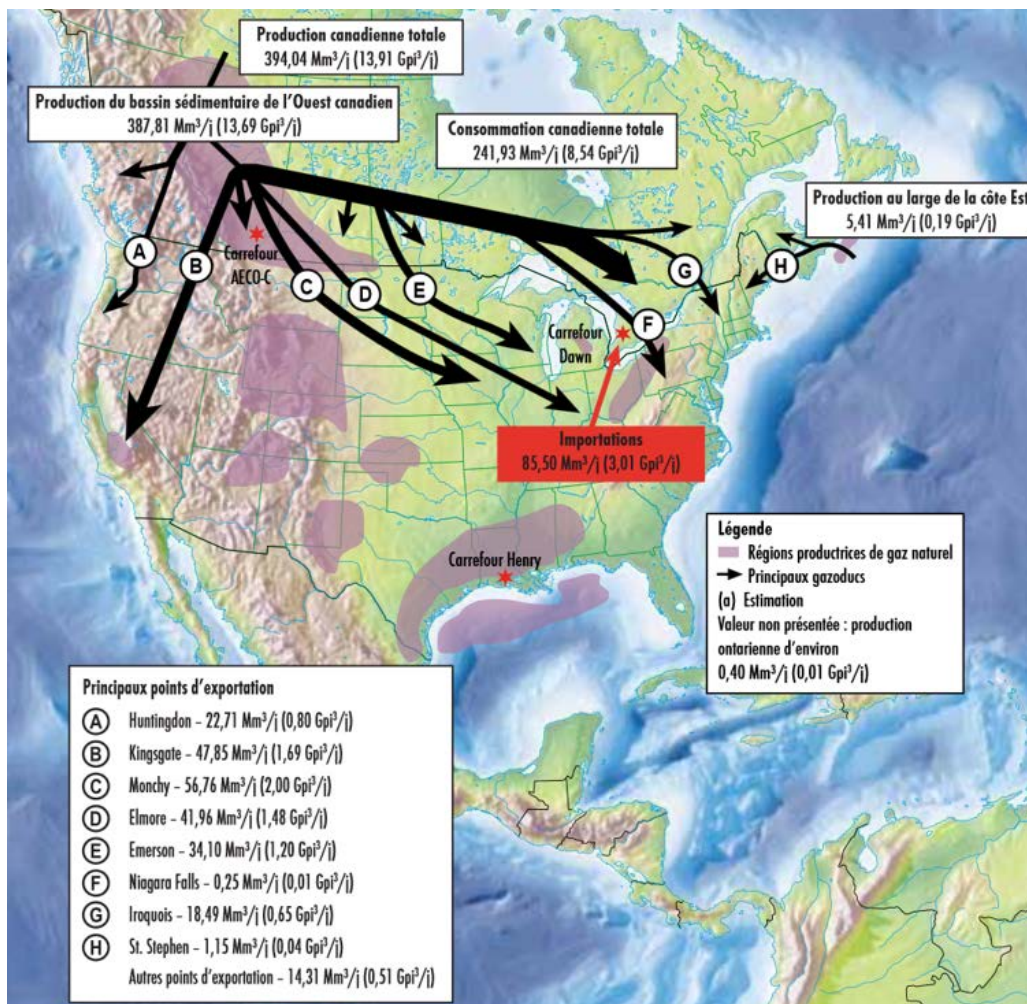
Si l'on tient compte des objectifs de réduction des émissions de GES, le marché des hydrocarbures devrait progressivement, et rapidement, diminuer de manière importante. Les opportunités locales seraient très limitées – sauf dans un scénario où l'on chercherait à maximiser la valeur énergétique des émissions de GES. Une utilisation du gaz naturel dans des quantités similaires à celles de 2015 pourrait être envisagée pour 2050, mais sans qu'aucun PPR-LGN ne le soit par ailleurs, sauf pour des usages non-énergétiques. Ces usages représentaient 85 PJ en 2013 (voir tableau 1.13), soit près de 40 000 b/j. Une production québécoise de pétrole de cet ordre de grandeur pourrait donc toujours être utilisée au Québec, même sous des sévères contraintes sur les émissions de GES.

3. MARCHÉS D'EXPORTATION DES HYDROCARBURES QUÉBÉCOIS

3.1 Marchés externes pour le gaz naturel québécois

Tel que mentionné aux sections précédentes, sous réserve des échéances des clauses contractuelles liées aux capacités de transport avec TCPL, le gaz naturel qui serait éventuellement produit au Québec pourrait d'abord être valorisé dans le marché interne québécois pour couvrir la demande future des clients des deux distributeurs principaux. À cet égard, la Régie retenait le scénario de base de KPMG-SECOR, qui utilisait un taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 2%, soit environ 8 000 Millions de m³ (306 PJ ou 282 Bcf¹¹) à l'horizon 2030. Dans le cas où le niveau de production le justifierait, au-delà du marché interne du Québec, l'offre de plus en plus grande de gaz naturel provenant des États-Unis est un enjeu majeur à considérer.

Figure 3.1 Illustration de la production et transport de gaz naturel en 2012 (ONÉ, Avril 2014)



Le principal enjeu pour les producteurs de gaz naturel en sol québécois, pour les marchés au-delà du Québec par surcroît, demeurera leur capacité à s'intégrer efficacement dans une chaîne de création de valeur qui sera très compétitive à l'échelle continentale et même mondiale. La figure 3.1 illustre que la consommation de gaz naturel n'était déjà pas suffisante pour absorber la production nationale canadienne en 2012. Ajoutons aujourd'hui le fait que de plus en plus de gaz naturel provenant des États-Unis remonte vers le nord (3 Gpi³

¹¹ Un Billion cubic-feet (Bcf) est un milliard de pied-cube (Gpi³ en français dans la figure 3.1).

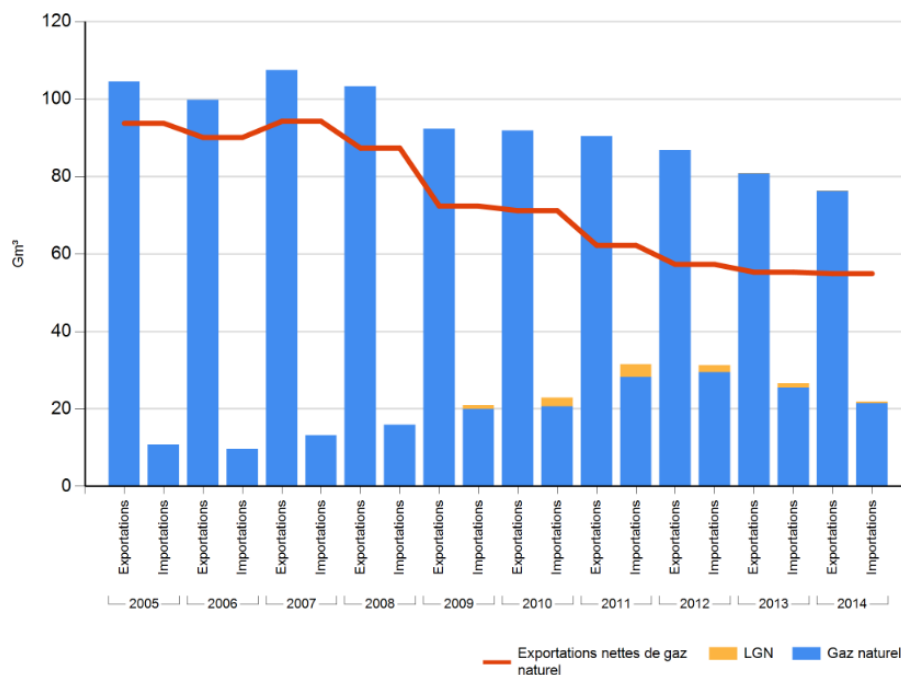
en 2012 pour 35% de la demande intérieure), il ne serait donc pas surprenant de voir bientôt que 50% de la consommation canadienne soit approvisionnée par du gaz américain provenant des formations de shale laissant moins d'options pour les producteurs de l'ouest. Dans ce contexte, il n'est pas surprenant de voir autant de projets d'exportation mondiale via des navires de GNL, autant pour trouver des débouchés pour le gaz canadien que pour le gaz américain. La concurrence sera forte pour les producteurs québécois et ils devront être très compétitifs en amont de la chaîne de création de valeur pour contrer un certain déficit d'infrastructures gazières existantes. Il est de plus en plus certain dans le contexte actuel et futur que les marchés américains auront beaucoup moins besoin des importations de gaz naturel canadien pour assurer leur sécurité. D'ailleurs, une analyse détaillée¹² d'André Plourde de l'Université Carleton souligne que d'ici 2040, les américains prévoient importer moins de 2 Tcf, alors que ce chiffre était de l'ordre de plus de 5 Tcf selon les projections réalisées en 2003 (Plourde, 2015).

3.1.1 Options d'exportations du gaz naturel québécois

3.1.2 Vers les marchés continentaux

Le marché continental du gaz naturel est en pleine mutation, le nombre et la performance de régions productrices de gaz de schiste n'a cessé d'augmenter, et les joueurs canadiens en particulier, incluant les investisseurs en transport par canalisation, sont obligés de revoir leurs stratégies de développement tout en tentant de rentabiliser les actifs existants. Certains actifs de transport du gaz naturel par pipeline en Amérique du Nord, traditionnellement orientés « ouest vers l'est » ou « sud vers le nord » sont devant des choix économiques difficiles et assurément un risque accru.

Figure 3.2 Volumes d'exportation et importation du gaz naturel canadien (ONÉ, Juin 2015)

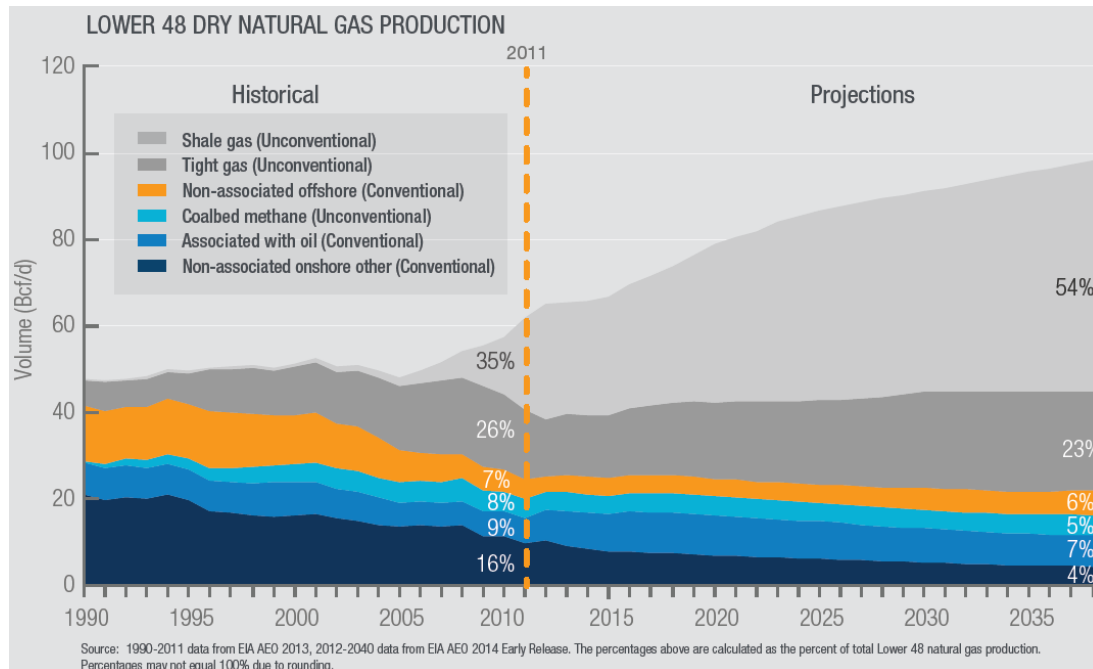


Dans le pire des scénarios, des propriétaires d'infrastructures de transport à tarifs réglementés sont obligés de réfléchir à de la radiation d'actifs combinée à une revue des méthodes comptables pour des amortissements plus court, en deçà de la durée de vie technique classiquement utilisé. Dans d'autres cas plus positifs pour les propriétaires d'actifs, comme ce fut le cas pour la conduite du carrefour de Niagara en 2012 (ONÉ, 2015b), l'actif est maintenant utilisé pour importer 500 Millions de pieds cubes par jour 0,5 Bcf/j

¹² Cette analyse est basée sur les « Annual Energy Outlook » de la Energy Information Agency entre 2003 et 2014.

de gaz vers le Canada au lieu d'en exporter 1 000 millions de pieds cubes par jour 1,0 Bcf/j en 2006. Ainsi, confrontés à des projets d'inversion ou de construction de nouvelles canalisations, les producteurs qui vendaient leur production à la sortie du bassin sédimentaire de l'ouest (AECO-NIT-Alberta Energy Company-Nova Inventory Transit) pour l'acheminer vers l'est avec la conduite de TCPL seront de plus en plus en concurrence avec les producteurs américains qui ont de plus en plus d'accès compétitifs vers l'est du continent, Dawn, l'Ontario et le Québec.

Figure 3.3 Production anticipée de gaz aux États-Unis en 2040 (API, 2014)



Avec une production américaine anticipée de l'ordre de 100 Bcf/j (ou 108PJ ou 2,8Mm³) en 2040 avec près de la moitié, soit 50 Bcf par jour venant des nouveaux sites de gaz de schiste près du Nord-Est canadien et américain, la concurrence serait forte pour les marchés externes continentaux.

Historiquement, les volumes de gaz naturel servant à alimenter le Québec et l'Ontario provenaient en majorité de l'Ouest canadien et étaient transportés par le réseau principal de TransCanada. Une partie de ces volumes était aussi acheminée à des consommateurs du Nord-Est des États-Unis, par l'intermédiaire de pipelines d'interconnexion. Vers la fin de 2008 toutefois, la production croissante tirée des formations schisteuses américaines a entraîné une transition du sens d'écoulement traditionnel des pipelines. L'accroissement considérable de la production dans le Nord-Est des États-Unis a fait en sorte qu'une proportion de plus en plus importante du gaz naturel consommé au Québec et en Ontario provient maintenant des zones schisteuses de la Pennsylvanie, de la Virginie-Occidentale et de l'Ohio. La production de ces États est passée de 1 400 millions de pieds cubes [1,4 Bcf] par jour en 2008 à plus de 11 000 millions de pieds cubes [11 Bcf] par jour en 2013. (ONÉ, 2015b, Publié le 5 février 2015)

Toutefois, selon la quantité, le débit, l'espérance de durée de vie, le prix à la tête du puits, si le gaz naturel québécois est produit sur le continent à distance raisonnable des conduites existantes, il serait possible d'évaluer la possibilité d'utiliser ces dernières, de les renforcer, peut-être même d'en inverser certaines, ou carrément d'en construire de nouvelles pour atteindre le marché continental. En matière de transport sur le continent, il s'agirait toutefois d'inverser une tendance lourde actuellement, du moins avec l'utilisation de canalisations pour atteindre les marchés.

Une fois extraite à prix raisonnable, au-delà des besoins interne québécois, de l'ordre de 200 à 300 Bcf d'ici 2030, le potentiel d'exportation de la ressource gaz naturel en dehors du Québec sera affecté par plusieurs

facteurs encore inconnus, ou imprévisibles, comme les capacités disponibles en transport, en entreposage, le prix total pour atteindre les marchés, le type de transaction ou la période de l'année.

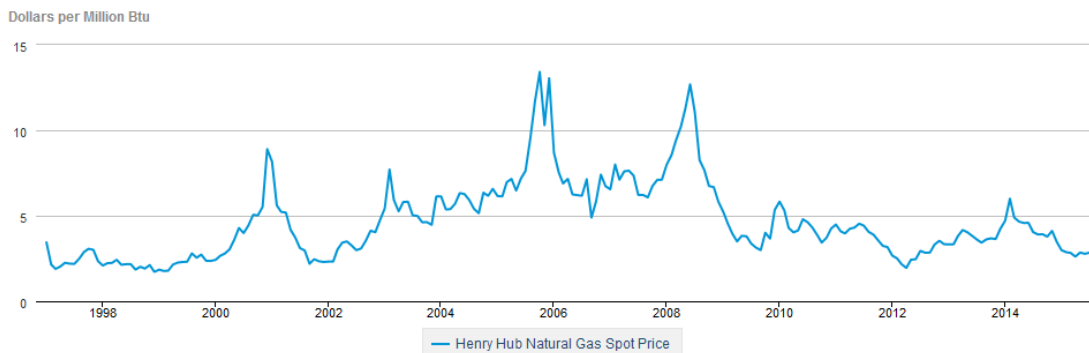
La figure 3.4 présente les 25 principaux points (Hub) d'échanges en Amérique du Nord en ce moment, les plus connues et pertinentes sont Henry Hub (Référence pour indice NYMEX), AECO et Dawn. Le plus accessible et près du Québec est Dawn, il bénéficie, notamment, de grandes capacités d'entreposage. Pour espérer s'insérer dans une chaîne de valeur Nord-Américaine, le gaz naturel québécois doit avoir accès à des points de transaction importants.

Figure 3.4 Les 25 points plus gros points de transaction Amérique du Nord (Selon API, 2014)



Comme l'histoire le démontre dans le secteur du gaz naturel, comme pour l'électricité mais dans une moindre mesure, il est très difficile de prévoir le prix du gaz dans un marché même pour les points d'échange les plus liquides comme Henry Hub, qui sert de référence pour l'indice NYMEX, et surtout sur une base annuelle en raison des hausses probables en période de pointe, comme ce fut le cas en 2014.

Figure 3.5 Prix historique « spot » du gaz naturel à Henry Hub (\$US) (EIA, Août 2015)



Depuis 2010, le surplus de l'offre semble avoir stabilisé les prix à des niveaux relativement bas, mais il n'en demeure pas moins que les contraintes de transports et d'entreposage existent et que l'approvisionnement sur le marché quotidien (spot) dans une région donnée peut devenir très inélastique lors de grands froids. Cela est similaire à ce qui se passe dans le marché de l'électricité, ce qui amplifie ce risque. D'ailleurs, au

point de transaction de Dawn, pour quelques jours en janvier et février 2014, les prix ont franchi de manière importante la barre des 5\$/GJ, pour atteindre 35\$/GJ. Pour ce marché continental, certains producteurs québécois qui détiendraient des capacités de transport ou d'entreposage pour Dawn, et qui seraient intéressés par le risque des grands froids pourraient obtenir des prix intéressants mais de manière très imprévisibles et nécessiterait certainement des investissements en infrastructures de transport

Figure 3.6 Stock de gaz naturel à Dawn et prix du gaz (CAN\$/Gj, Nov. 2013 à Déc. 2014) (ONÉ, Février 2015)

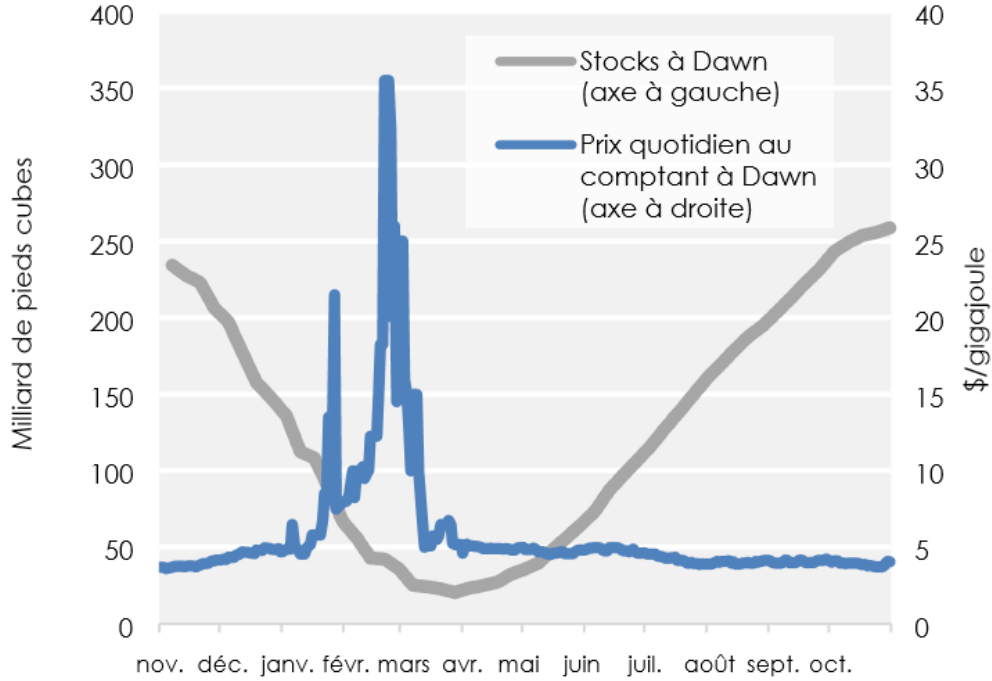
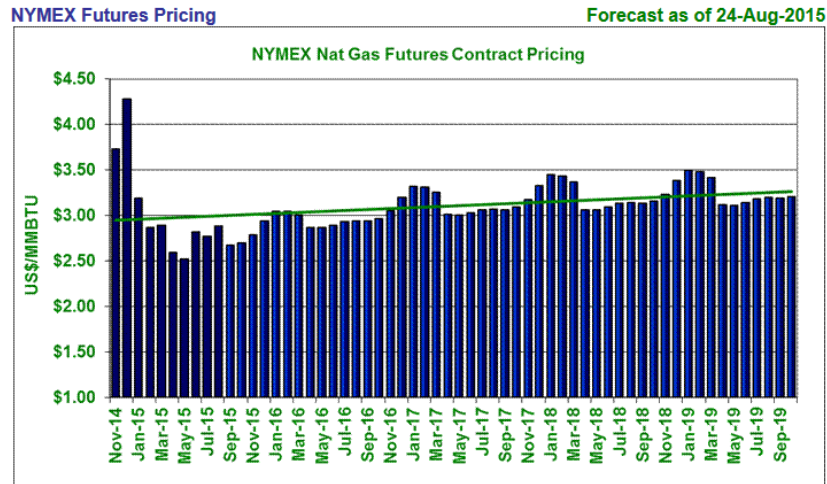


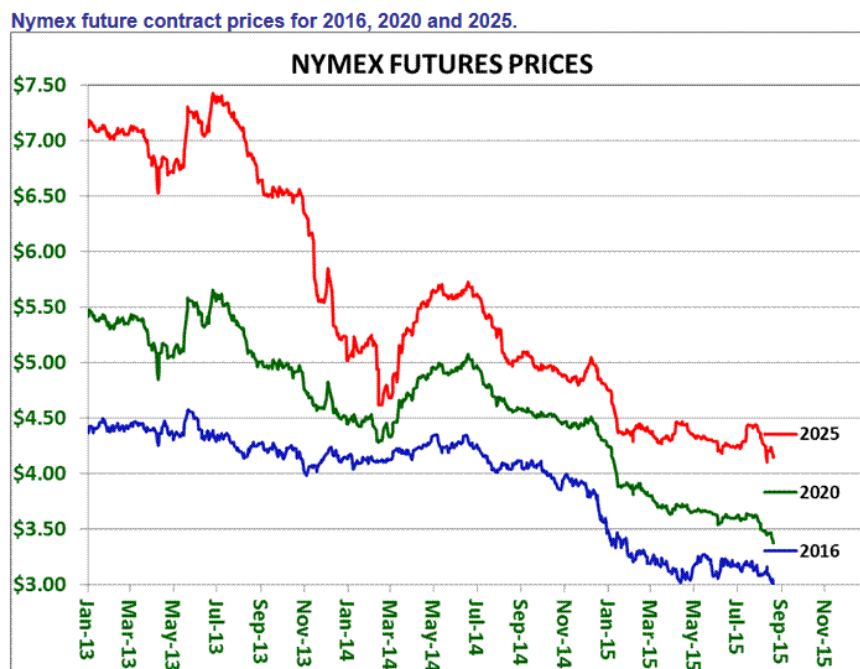
Figure 3.7 Prévisions de prix continentaux selon indice NYMEX (Gas Alberta, Août 2015)



Si la variation des prix du gaz naturel aux points d'échanges nord-américain est toujours possible sur une base annuelle, surtout lors d'hivers plus froids, ce qui pourrait affecter la moyenne pour une année donnée, ceux qui se risquent à faire des prévisions semblent se situer entre 3\$CAN/GJ et 4\$CAN/GJ d'ici 2019. Nonobstant l'imprévisibilité liée au taux de change qui est aussi très difficile à établir pour connaître les prix futurs en dehors du Canada, nous pouvons raisonnablement penser à un prix continental entre 3\$ et 5\$ au-

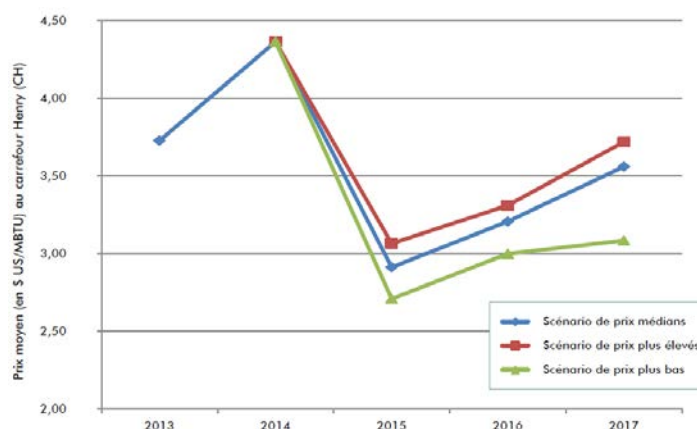
delà de 2020 comme référence de travail, auquel il faudrait intégrer des prévisions de taux de change appropriées.

Figure 3.8 Prévisions de prix « futures » en 2020 et 2025 selon indice NYMEX (Gas Alberta, Août 2015)



Avec les figure 3.7 et 3.8, en utilisant l'indice NYMEX du prix du gaz naturel, nous pouvons observer que le marché financier Nord-Américain a considérablement réduit sous la barre des 5\$ ses prix à long terme des « futures ». Ainsi, depuis le début de l'année 2015, les futures pour 2025 se transigent sous les 4,5\$. Cela semble signifier que le déséquilibre entre l'offre et la demande fondamentale est maintenant intégré, malgré le sursaut temporaire au début de 2014, occasionné par une demande en pointe très forte, et une réaction des marchés à cet hiver rigoureux. Avec des prix moyens aussi bas, au-delà de 2025, il faudrait normalement prévoir une baisse de la productibilité des sites ciblant le gaz naturel, qui semble être déjà amorcée au Canada.

Figure 3.9 Historique et scénarios de prix au comptant (Spot) à Henry Hub (ONÉ, Juin 2015)



Ainsi, s'il est difficile de prévoir les prix en 2020 et encore moins en 2030, pour pouvoir être en mesure d'évaluer la concurrence future des producteurs québécois pour atteindre les marchés continentaux, l'ONÉ évalue annuellement l'impact du prix du gaz naturel sur la productibilité à court terme, sur un horizon de trois ans selon trois scénarios de prix.

Notons avec la figure 3.9 que c'est le scénario de prix Henry Hub plus bas qui semblent se réaliser avec les données réelles du milieu de l'année 2015. Ces scénarios ont dû être révisés à la baisse par l'Office Nationale de l'Énergie depuis le rapport de l'an dernier déposé en mai 2014.

Différents intervalles de productibilité sont prévus selon le scénario (de prix), mais dans chacun des trois cas, on prévoit que l'offre sur le marché gazier nord-américain continuera d'être abondante. (ONÉ, 2014, 9)

Au tableau 3.1, nous pouvons constater que la production canadienne récente se situe entre 14 et 15 Bcf/j, soit environ 16% de la production Nord-Américaine.

Tableau 3.1 Niveaux moyens de production récente des puits en Amérique du Nord pour le gaz naturel commercialisable sous forme gazeuse ou GNL mais excluant les LGN (ONÉ, 2014; Plourde, 2015)

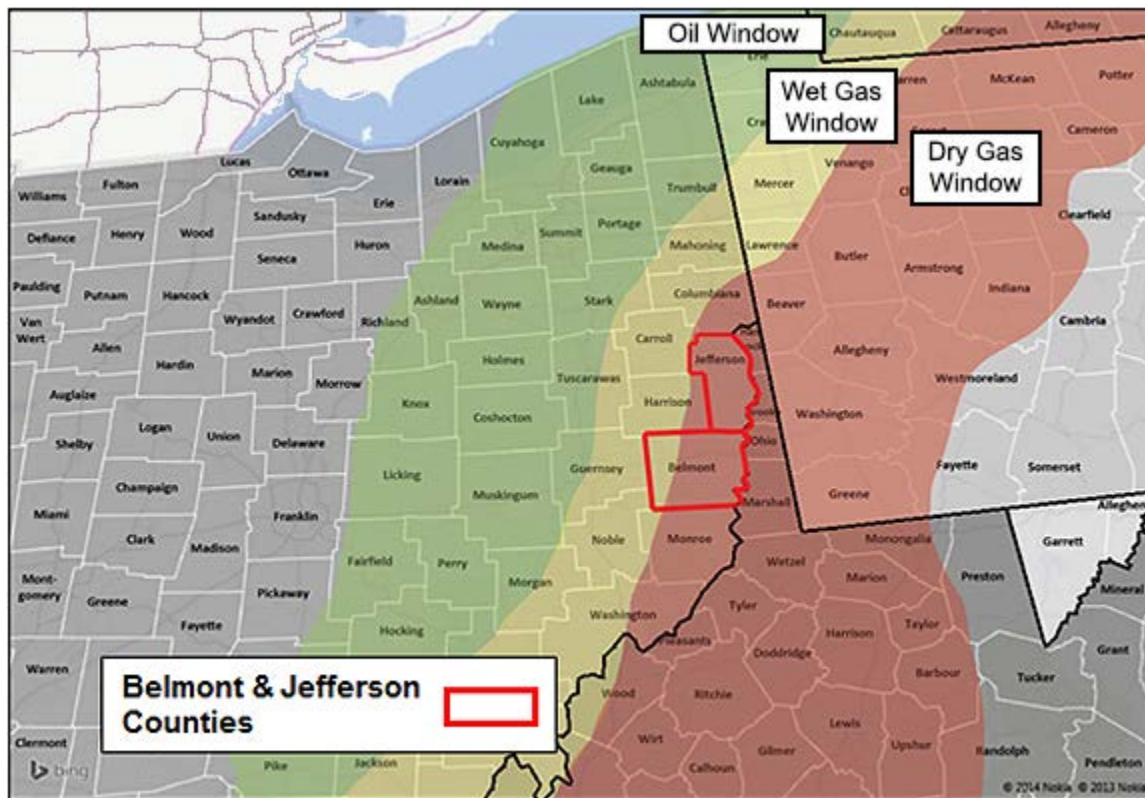
Pays	Production journalière	Pourcentage Amérique du Nord
Canada	14 Bcf/jour ou 397 Mm ³ /j)	16%
États-Unis	67 Bcf/jour ou 1884 Mm ³ /j)	78%
Mexique	5 Bcf/jour ou 133 Mm ³ /j)	6%

NB : compilation réalisée avec chiffres arrondies pour 2013

Les américains sont les plus gros producteurs de gaz naturel en Amérique du Nord depuis plusieurs années mais la productibilité de leurs puits était stable, sans véritable croissance, avant l'amélioration des techniques pour extraire le gaz des formations de shale. Dans l'avenir, il est fort probable qu'ils chercheront à importer moins, exporter davantage au Canada, au Mexique et ailleurs dans le Monde. Pendant que la consommation de gaz naturel commercialisable pour des usages résidentiels, commerciaux et industriels classiques stagnent, et malgré la fermeture de centrales au charbon et la construction de centrales au gaz naturel, l'augmentation de l'offre en Amérique du Nord a dépassé la croissance de la demande. Comme le démontre l'analyse du professeur André Plourde (Plourde, 2015), malgré l'utilisation accrue du gaz naturel par les américains, la croissance de l'offre est plus rapide que celle de la demande aux États-Unis.

Ce contexte perdure même après la reprise économique depuis la chute de 2008, les prix bas du gaz naturel ont eu un effet catalyseur en stimulant la recherche d'opportunités pour développer de nouveaux marchés pour l'usage du gaz naturel dans le secteur du transport routier, ferroviaires, ou maritime. Dans ce contexte au sein de l'industrie du gaz naturel, en 2014, les projets d'exportation sous forme liquide (GNL) et la valorisation des puits riches en liquide de gaz naturel (LNG : éthane, propane, butane) ont été nombreux pour maintenir une rentabilité à court, moyen et plus long terme. Malgré la chute des prix du gaz « sec » (Sans LGN), le prix des liquides de gaz naturel (LGN) étaient demeuré fermes, soutenant une certaine poursuite des activités de développement de nouveaux puits. Toutefois, plus récemment, et de manière assez imprévues, depuis la chute brutale des prix du pétrole, la possibilité de valoriser un puits qui cible le gaz naturel avec les liquides de gaz naturel fait face à de la concurrence de la part des puits qui ciblent le pétrole, par le gaz associé assez riche en liquide mais aussi des autres molécules d'hydrocarbures plus légères (C3, C4, C5, C6) dissoutes dans le pétrole. Paradoxalement, nous pouvons trouver une certaine explication à partir des techniques empruntés à son industrie sœur, c'est à dire le forage horizontal combiné à de la fracturation hydraulique dans des formations de «Réservoir étanche = Tight Oil » pour cette perte de rentabilité des puits de gaz naturel.

Figure 3.7 Formation typique de l'Utica avec trois potentiels de valorisation des puits à exploiter (Cocklin, 2015)



Source: NGI

Dans un passé très proche, avec des prix du pétrole brut plus élevé en 2014, et une relative flexibilité dans les moyens de transports par rapport aux gaz naturel, nous avons vu un déplacement des actifs de forage vers des nouveaux puits ciblant le gaz riche en liquide, ou encore mieux pour la rentabilité des exploitants, le ciblage de zone plus prometteuse en pétrole. La production de puits « secs » avait baissé mais l'effondrement des prix du pétrole, un peu comme pour le prix du gaz naturel sec auparavant, est en partie causé par une augmentation de l'offre à la suite de nouvelles techniques d'extraction plus productive.

Mais depuis le début de 2015, même les prix des liquides de gaz se sont effondrés, ce qui change encore la donne pour tenter de prévoir la productibilité des puits ciblant le gaz naturel. Dans un article de Power Source (2015), publié le 17 février dernier par le Pittsburgh Post Gazette, on résume bien la situation qui risque de peser encore sur l'offre des marchés Nord-Américains du moins en attendant de voir des projets d'exportations en dehors des États-Unis se concrétiser.

Les bas prix du pétrole brut ne touchent pas uniquement les exploitants de pétrole. Ils frappent aussi le marché des liquides de gaz naturel. Le marché pour l'éthane, qui constitue une bonne part de la production de liquides de gaz naturel, est en surplus d'offre. En plus, l'éthane, un intrant pour l'industrie pétrochimique, fait face à la compétition du naphte, un produit dérivé du pétrole, qui est maintenant moins cher en raison de la baisse des prix du pétrole. Depuis 2010, les prix pour le pétrole et les liquides de gaz naturel étaient plus élevés que ceux du gaz naturel. Ce qui donnait aux producteurs un incitatif pour cibler les formations de shale riches en liquide. Mais l'écart entre le prix du gaz naturel et les liquides de gaz naturel s'est considérablement réduit, ce qui pose un défi pour l'industrie pétrochimique, selon le rapport de la firme d'analyse Bentek Energy du Colorado. (Power Source, 2015)

L'équilibre entre l'offre et la demande du gaz naturel dans le marché continental est très difficile à prédire en ce moment, le potentiel d'exportation et la révolution du shale ne cesse de surprendre et de remettre en

question les dogmes classiques, les prévisions, et les choix des entreprises qui doivent valoriser les sites et cibler des moyens de transport pour valoriser le gaz naturel. Comme pour tout investissement, les entreprises qui peuvent à la fois être flexible sur l'offre et aussi avoir accès à plusieurs options dans le marché sont probablement les moins à risque et les plus susceptibles de réussir et d'obtenir un rendement raisonnable.

Même si il est possible que la production d'électricité avec des centrales au gaz naturel puisse prendre une partie de la production américaine avec des prix aussi bas combinés avec les contraintes d'émissions polluantes dans certains États. La demande de gaz naturel pour des usages historiques stagne et les pressions à la hausse sur les prix seront modestes à l'horizon 2030 et peut-être même au-delà.

Pour évaluer le potentiel d'exportation du gaz naturel québécois par l'intérieur du continent, la prévision des prix présentée au tableau 3.1 pour différents points d'échange nord-américains laissait entrevoir peu de marge de manœuvre aux producteurs à l'horizon 2030.

Tableau 3.2 Prévision des prix moyens (Régie de l'énergie, 2014)

	2015	2020	2025	2030
AECO (US\$/Gj)	3,37\$	3,66\$	3,78\$	4,59\$
Henry Hub (US\$/Gj)	3,83\$	4,83\$	5,42\$	5,52\$
DAWN (Can\$/Gj)	5,00\$			

Tableau 3.3 Prévision sommaire des prix de transport selon diverses sources

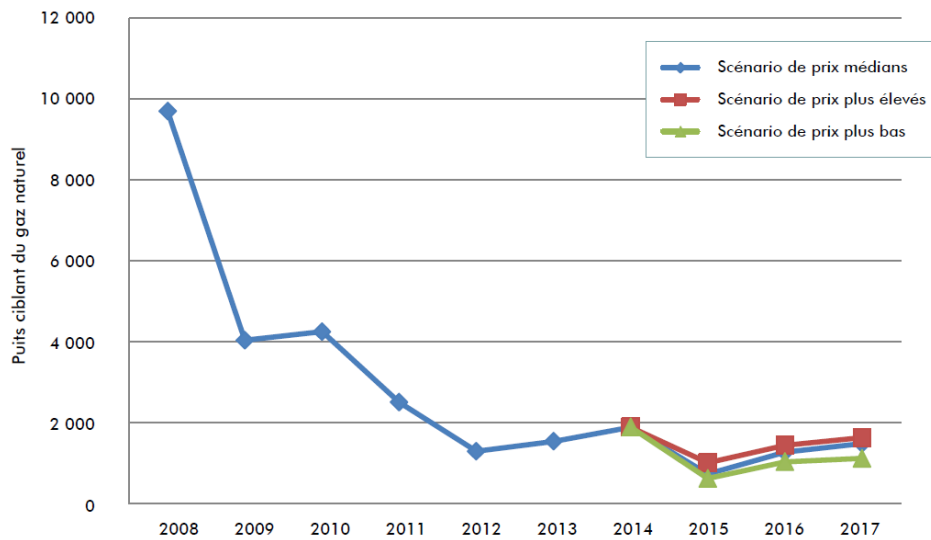
	2015	2020	2025	2030
TCPL SH (CAN\$/Gj)	0,90\$	0,90\$	Mise à jour	Mise à jour
TCPL LH (CAN\$/Gj)	1,60\$	1,60\$	Mise à jour	Mise à jour

En quelques mois, à la lumière des figures précédentes et du tableau 3.2 ci-dessus, il est raisonnable de croire que les scénarios de prix déposés dans le cadre de « L'Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes » seront réellement plus bas. De plus, pour vraiment établir le potentiel d'exportation en dehors du Québec, il faudra ajouter les coûts de transport pour atteindre les points d'échange, en présupposant une possible inversion de certaines conduites à l'horizon 2030.

Une autre question importante à se poser est l'impact du prix sur la productibilité des prix, pour essayer d'établir une forme d'élasticité prix du marché du gaz naturel. En ce sens, nous pouvons regarder le rapport de l'ONÉ de 2014 sur la productibilité à court terme de gaz naturel au Canada, qui avait d'abord été réalisé alors que le prix du pétrole était encore à 100\$/baril en juillet 2014, et que la rentabilité des liquides de gaz naturel était très bonne par rapport au gaz naturel sec. En comparaison avec le chiffre de 14 Bcf/j, selon les scénarios de l'ONÉ déposés en mai 2014, les producteurs canadiens produiraient 13,6 Bcf/j en 2016 si le prix est à 3,75 US\$/MBtu à Henry Hub et/ou 3,18\$ CAN\$/GJ à AECO alors qu'ils augmenteraient la productibilité à 15,7 Bcf/j en 2016 si les prix sont plutôt de 6,00\$ à Henry Hub et 5,57 CAN\$ à AECO, une élasticité de production de seulement 2 Bcf/j pour plus de 2\$ d'écart de prix à la hausse avait alors été établie. Avec de nouveaux prix, déjà présentés à la figure 3.9 de ce rapport, l'ONÉ a depuis mis à jour son étude en juin 2015, qui est maintenant dans un contexte de bas prix du pétrole et d'un réajustement des prix des LGN pour espérer une rentabilité adéquate pour des puits ciblant le gaz naturel (ONÉ, Juin 2015). De plus, depuis la publication de cette étude en juin 2015, notons que les prévisions à court terme des prix ont été encore plus basses pendant l'été 2015.

Avec un regard d'aujourd'hui, l'étude de productibilité par l'ONÉ de 2015 renforce le constat de la forte concurrence américaine avec seulement les puits déjà en opération. Notons que les prévisions de productibilité des puits canadiens s'établissent en fonction des investissements prévues en amont de la chaîne ciblant les puits de gaz naturel, il y a donc une possibilité de voir certains projets annulés au-delà de 2015 si les prix demeurent bas. Seule la concrétisation des projets potentiels d'exportation via GNL (voir prochaine section du rapport) pourrait peut-être créer une certaine pression à la hausse sur les prix, elle est d'ailleurs anticipée dans l'ensemble des révisions de prévisions récentes à plus long terme.

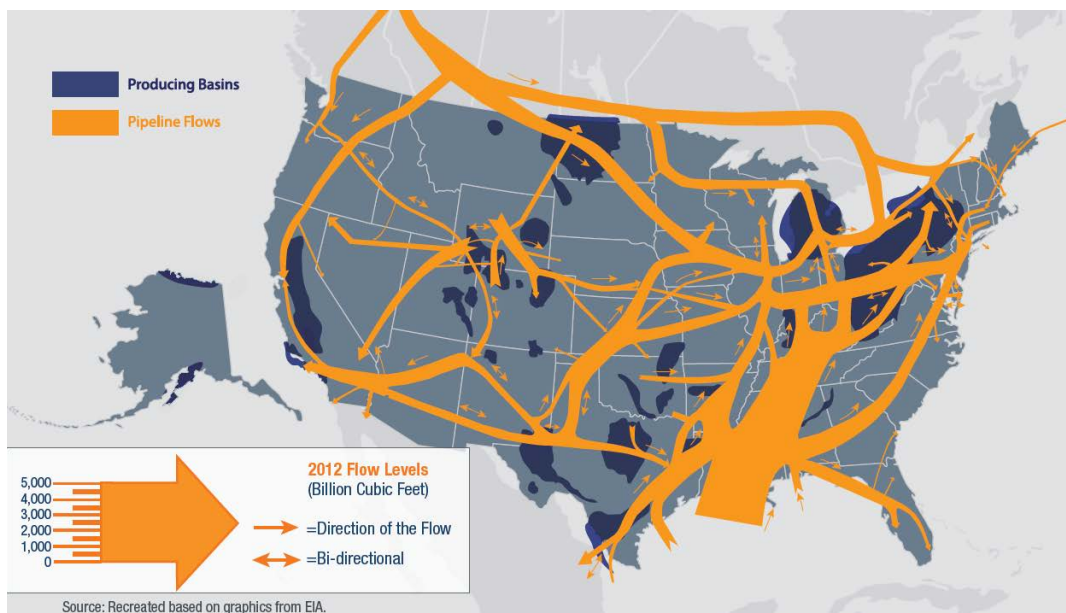
Figure 3.8 Nombre de puits forés et prévisions ciblant du gaz naturel au Canada (ONÉ, Juin 2015)



La figure 3.8 démontre clairement l'effet drastique en amont de la chaîne de création de valeur pour les investissements canadiens en gaz naturel. De plus, avec un prix du pétrole brut sous les 50\$/baril et des prix de liquides de gaz naturel (LGN) bas, il est de moins en moins possible pour les producteurs de rentabiliser les puits avec les autres hydrocarbures. Comme conséquence déjà observable, il est de plus en plus probable que nous assisterons à une consolidation de l'industrie autour des gros producteurs mieux intégrés dans la chaîne de valeur avec le rachat à rabais de plus petits acteurs par les plus gros.

Cependant, il pourrait être tentant de prétendre que les enjeux de l'ouest canadien ne s'appliqueraient pas aux producteurs québécois. Par contre, au-delà du prix du gaz naturel aux points d'échange continentaux, l'autre élément à suivre attentivement pour pouvoir évaluer le potentiel d'exportation du gaz naturel en dehors du Québec serait le sens des nouveaux projets de conduites avec ceux d'inversion de sens. Advenant la construction de conduites du sud vers le nord ou vers l'est pour alimenter des ports de GNL, il y aurait plus ou moins de nouvelles possibilités pour que le gaz québécois puisse s'inscrire dans de futures chaînes de valeur inexistantes actuellement avec des prix plus avantageux d'ici 2030 ou 2040.

Figure 3.9 Illustration des bassins de production de gaz, sens et volumes transportés API (2014)



Ainsi, en observant attentivement la figure 3.8, il faut surveiller plus particulièrement les gazoducs autour de la formation du Marcellus et Utica pour évaluer la possibilité du Québec de s'inscrire dans une future chaîne de valeur et espérer ou non pouvoir écouler une production qui serait supérieure aux besoins du marché interne.

Tel que mentionné, selon la quantité, le débit, l'espérance de durée de vie, et le prix à la tête du puits, et si le gaz naturel québécois est produit sur le continent à distance raisonnable des conduites existantes, il faudrait évaluer la possibilité d'utiliser ces dernières, ou d'en construire de nouvelles pour atteindre le marché continental, en passant par Dawn ou éventuellement Iroquois ou autres. Ces hypothèses de productibilité des puits québécois pourraient permettre à des producteurs québécois de négocier des capacités de transports continentaux avantageux, en participant à des « Open Season » pour alimenter des ports méthaniers dans la région de Boston par exemple, sans devoir construire des infrastructures au Québec. Le risque financier, notamment, serait alors sur la durée des contrats fermes de transport et non pas pour alimenter une usine de liquéfaction seulement avec du gaz local. Pour ce faire, il faudrait prévoir l'inversion après 2030 de conduites existantes, actuellement orientées du sud vers le nord à prix concurrentiel.

En ce qui concerne les conduites de transport du gaz naturel, nous pouvons toutefois indiquer grossièrement que pour établir les coûts techniques des canalisations de gaz naturel, excluant les coûts indirectes pour gérer l'acceptabilité sociale des projets, il faut les calculer en fonction de la distance (km) à parcourir, le diamètre des conduites (d), et le nombre de poste de compression nécessaire (n) pour établir les coûts fixes et ensuite y ajouter les coûts d'opération des compresseurs qui sont variables selon la puissance requise (p), les coûts en électricité (kW) ou en gaz naturel selon la méthode choisie. À titre indicatif seulement, Seddon (2006, pp.88) établissait la fonction linéaire suivante pour établir la première catégorie de coûts :

- Construction des conduites = Coûts (US\$/km) = 350 000 + 871 000 x d (Mètres)
- Compressions = Coûts (Millions US\$) = nombre requis x 2 970 000 + 1500 x p(kW)

Toujours selon les analyses de Seddon, le nombre de compresseur requis serait d'un au 50-60 km auquel il faudrait ajouter 5% de coûts d'opération annuel (OPEX) une fois construit. Ces coûts doivent évidemment tenir compte des coûts économiques connexes comme les taux de change et l'inflation.

C'est donc une question de coûts de fourniture d'abord, et de transport ensuite, qui doit être au cœur du questionnement sur le potentiel d'exportation continental, au-delà du Québec. La concurrence serait forte non seulement pour le prix du gaz naturel, mais aussi pour les coûts et les capacités de transport et d'entreposage. C'est ainsi une toute une nouvelles région de production, le Québec, qui entrerait en compétition avec les sites de gaz de schiste déjà en place. Selon diverses prévisions, d'ici 2030, le prix de référence moyen pour des ventes à Dawn, par exemple, dans l'optique de négocier sur les marchés externes, serait de l'ordre de 5\$/GJ.

Comme hypothèses, pour atteindre Dawn et espérer déplacer des approvisionnements existants en dehors du Québec, il faut grossièrement prévoir une chaîne de valeur avec les paramètres suivants :

- 3\$/GJ au producteur québécois +
- 1\$/GJ en coûts de transport intérieur au Québec (TQM + autres) +
- 1\$/GJ en transport extérieur au Québec (TCPL SH vers Dawn ou autres) ≈ **5\$ GJ à Dawn**

Ces chiffres sont donnés à titre illustratif de la chaîne de création de valeur possible dans le marché continental en dehors du Québec pour un producteur québécois, la réalité dépendra des facteurs de distance par rapport aux infrastructures existantes et de la productibilité possible de ces sites de production.

3.1.3 Vers des marchés par transformation en GNL

Pour le Québec et ailleurs, tel que discuté à la section précédente, la capacité et les coûts de transport du gaz naturel à l'état gazeux par canalisation sont des plus importants pour espérer atteindre les principaux points d'échanges, associés à de la capacité d'entreposage, les producteurs qui contrôlent leurs coûts peuvent ainsi être compétitifs et valoriser leurs puits sur le marché continental. Cependant, nous le voyons de plus en plus, la construction d'infrastructures de transport par canalisation n'est pas une chose facile, près des zones habitées, sur des sols rocheux, ou en milieu marin. La construction de canalisation nécessite

d'importants capitaux qui doivent être amortis sur d'assez longue période pour espérer obtenir des tarifs compétitifs. Nonobstant la future composition des produits extraits au Québec, la distance et la durée de vie des puits d'hydrocarbures à exploiter, nous le constatons tous, en plus de pressions liées à l'acceptabilité sociale des projets, le marché lui-même est de plus en plus imprévisible, les risques d'investissements intrinsèques augmentent, ce qui pourrait pousser le coût moyen permettant d'attirer le capital nécessaire à la hausse, les périodes d'amortissement à la baisse, et conséquemment les tarifs de transport par nouvelles canalisations à la hausse. L'option d'exporter le gaz naturel à partir d'une usine de liquéfaction, sur de plus ou moins longues distances, devient alors de plus en plus intéressante dans un contexte de prix bas en Amérique du Nord, c'est la création de valeur en aval de la chaîne qui peut ainsi devenir intéressante pour certains.

Figure 3.10 Chaîne de d'approvisionnement du GNL (RNCAN, 2015b)



Avec de nouveaux sites de production en hydrocarbures légers à valoriser (méthane, éthane, propane, ou butane), des options et innovations en transport des produits de puits de gaz naturel se sont développés à grande vitesse. En Amérique du Nord, c'est dans ce contexte où l'offre interne est en surplus et que les projets de nouvelles canalisations sont difficiles à concrétiser que les producteurs doivent évaluer l'option de liquéfier le méthane en GNL et ainsi chercher un débouché autre que via de longue canalisation vers les marchés traditionnels en Amérique du Nord.

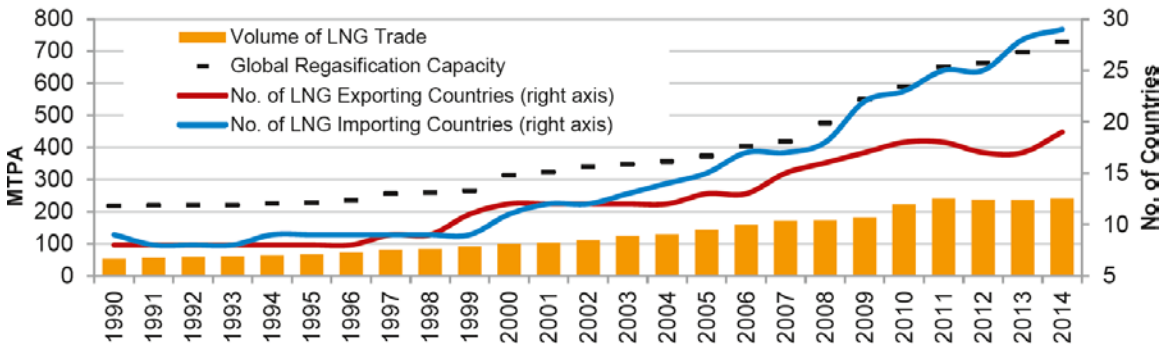
Ainsi, en 2015, dans un contexte de croissance des projets de terminaux côtiers dans le monde, l'industrie de transport du gaz naturel liquéfié de grande capacité traversait un période d'incertitude, le volume des transactions était en stagnation. Ce constat très récent de stagnation des transactions mondiales pour le GNL est alimenté notamment, mais pas exclusivement, par la baisse des livraisons de flottes devant maintenant exploiter le marché en marge des contrats à long terme qui se sont expirés et qui fournissaient des clients Nord-Américains sur un continent maintenant en surplus d'offre.

Paradoxe pour certains, force de l'équilibre des marchés pour d'autres, le surplus d'offre de gaz naturel à l'état gazeux en Amérique du Nord encourage donc l'innovation en matière de transport pour atteindre des marchés mondiaux ou des nouveaux clients continentaux par des moyens autrefois jugés peu rentables comme la liquéfaction.

En conséquence relativement récente de ces perturbations des marchés, l'industrie pour les petites capacités de GNL est aussi en progression en même temps que les projets de conversion de terminaux de regazéification en terminaux de liquéfaction qui se sont multipliés en Amérique du Nord. Le Québec n'échappe pas à cette tendance de vouloir commercialiser le gaz naturel d'abord refroidit jusqu'à atteindre un état liquide avant de le transporter sur de plus ou moins grandes distances ou même pour l'utiliser directement comme un carburant dans le transport lourd comme substitut au diesel plus polluant. Les projets annoncés de Gaz Métro Solution Transport (Usine Montréal est), Höegh (Sept-Îles), Stolt (Bécancour), Freestone (Saguenay) ou Sysgas (Annexe 3, diverses usines de GNL renouvelables et conventionnels) démontrent cette tendance à vouloir développer l'offre de GNL au Québec pour différents segments de clientèle à l'interne et à l'externe.

La commercialisation du gaz naturel d'abord par une étape de transformation en GNL, que ce soit pour atteindre des points d'échange sur des marchés côtiers mondiaux ou au sein même du continent comme alternative aux canalisations classiques offre possiblement une meilleure opportunité à court et moyen terme pour une éventuelle production québécoise importante.

Figure 3.11 Échanges de GNL dans le monde (MTPA : millions de tonnes par an) de 1990 à 2014 (IGU/UIG, 2015)

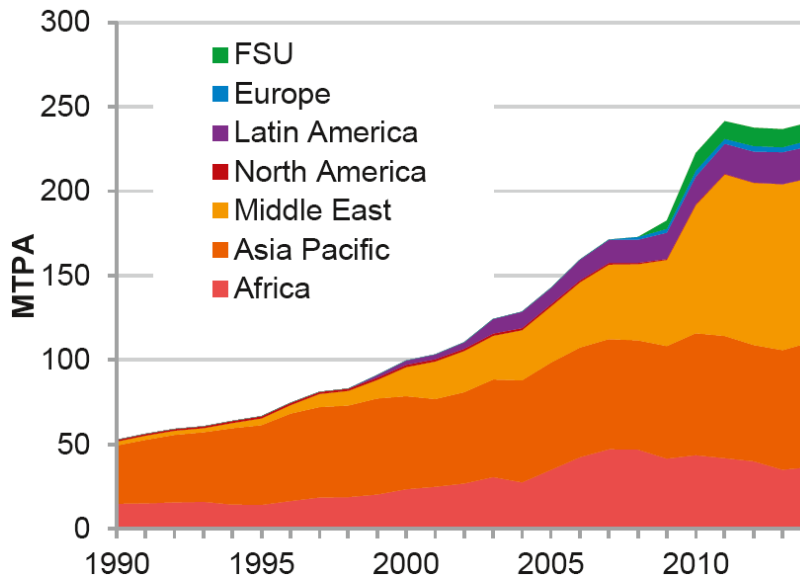


La figure 3.9 montre une croissance soutenue depuis 10 ans de l'industrie du GNL mais aussi que de 2011 à 2014, les volumes de GNL transigés dans le monde ont stagné malgré le fait que de plus en plus de pays sont entrés dans le marché, avec de plus en plus de capacité de regazéification dans le monde. La croissance anticipée de l'offre continentale en Amérique du Nord, mais aussi ailleurs dans le monde, combiné à une baisse de la demande en Europe et certains pays asiatiques semble expliquer ces données. Également, la mise en service de nouveaux sites de liquéfaction et de regazéification peut prendre un certain temps, ce qui cause un effet de traîné (*lag effect*) avant que le marché ne réagisse. Notons d'ailleurs que depuis quelques mois, même si plusieurs projets sont proposés, approuvés et même théoriquement prêts, Jérôme Ferrier, président de l'IGU, soulignait en introduction dans son rapport dévoilé le 3 juin 2015 que l'enthousiasmes pour des nouveaux projets s'est refroidie, notamment avec la venue prochaine de joueurs Nord-Américains importants.

Cependant, la plupart des projets en évaluation sont en pause en attendant une lecture plus claire de l'évolution des coûts et de la demande en énergie, pour que les coûts de certains projets puissent être revus à la baisse (traduction libre d'un extrait de IGU/UIG, 2015 :5)

Selon les données les plus récentes de l'IGU/UGI (2015), c'est historiquement l'Asie Pacifique (Malaisie, Australie, Indonésie en tête) qui dominait le marché d'exportation du GNL. Depuis les années 2000, le Moyen-Orient (Qatar en tête) a cependant pris la position de tête. Trinidad & Tobago domine largement en Amérique Latine et l'ex URSS débute lentement alors que l'Afrique (surtout en raison du Nigéria) a baissé ses exportations de GNL.

Figure 3.12 Régions mondiales exportatrices de GNL (FSU=former URSS; IGU/UIG, 2015)

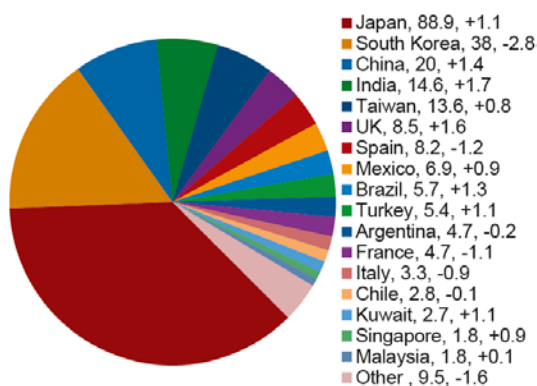


Pour le moment, on ne distingue même pas l'Amérique du Nord sur ce genre de graphique historique, une situation qui est appelée à changer avec l'arrivée de joueurs américains comme Chenière Energy, à titre d'exemple, qui mentionnait dans son dernier rapport annuel, déposé en juillet 2015, viser une capacité mondiale d'exportation de 60 millions de tonnes par an (MTPA) d'ici 2025 à partir du golfe du Mexique, incluant 50 MTPA de capacité avec les usines de Sabine Pass et Corpus Christi en opération dès la fin 2015.

L'offre de GNL à partir de sites côtiers provenant de l'Amérique du Nord affecte déjà les fondamentaux de l'industrie mondiale du GNL. Devant cette incertitude, l'ancien PDG de Sonatrach en Algérie, Attar Abdelmadjid, dans le cadre du récent congrès mondial du gaz à Paris (Liberté, Juillet 2015) n'hésitait pas à parler d'un marché mondial en croissance pour le GNL mais avec de plus en plus de compétition et même d'une « guerre de prix » pour répondre à la demande. Ainsi, pendant que l'Amérique du Nord se lance dans l'exportation de gaz naturel par de nouvelles routes dans le monde avec un prix continental à Henry Hub très bas, des fournisseurs historiques de GNL pour l'Asie comme l'Australie, habitués à des prix élevés, de fortes marges de profits, et indexés au prix du baril de pétrole, révisent leurs projets d'usine, comme l'exemple de la compagnie Woodside (Australian Financial Review, 16 juillet 2015).

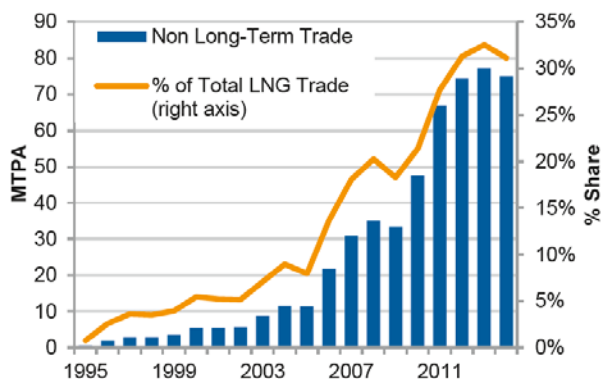
Du côté de la demande mondiale, avec l'Europe qui était assez bien alimenté par des réseaux de canalisation incluant l'Afrique du Nord, la demande mondiale de GNL était historiquement dominée par le Japon et la Corée du sud qui représente encore plus de 50% du marché. Par contre, la demande de la Chine, l'Inde, et Taiwan est toujours en croissance et serait appelée à prendre de plus en plus de place.

Figure 3.13 Demande de GNL en 2014 en MTPA et croissance par rapport à 2013 (IGU/UIG, 2015)



Une autre caractéristique intéressante pour bien comprendre l'évolution et le risque de ce marché du GNL dans le monde est la tendance croissante pour les opérateurs à devoir négocier sur des prix spot et court terme (moins de 2 ans) les contrats d'approvisionnement, qui représentent maintenant 27% des types de transactions en 2014. Les projets initiaux sont souvent réalisés avec des contrats fermes pour récupérer un minimum de coûts mais dès leurs expirations, les joueurs n'hésitent plus à prendre le risque du marché, surtout depuis la crise de 2008.

Figure 3.14 Illustration du type de contrat entre l'offre et la demande en GNL (IGU/UIG, 2015)



Les prix du GNL aux points de transaction côtiers dans le monde sont donc appelés à s'harmoniser de plus en plus avec les prix continentaux dans une toute nouvelle chaîne de création de valeur (Ex : Henry Hub + transport GNL) et s'éloigner d'une indexation historique au prix du pétrole. La vitesse avec laquelle nous pourrions voir s'implanter une nouvelle formule de référence pour calculer les prix et fluctuations du GNL dépendra en grande partie de la quantité de projets annoncés en Amérique du Nord, au Qatar et en Australie qui se concrétiseront d'ici 2020 ou 2030. Pour le moment, depuis le début de l'année 2015, le prix du LNG est anormalement bas et très stable avec beaucoup d'incertitude, ce qui limite la capacité des meilleurs experts du domaine à se prononcer sérieusement sur le prix futur, nous sommes en terres inconnues dans cette industrie d'à peine 50 ans d'existence, en forte croissance et qui connaît une forme de crise identitaire en 2015.

Figure 3.15 Prix historiques de différents points d'échange du GNL dans le monde (IGU/UIG, 2015)

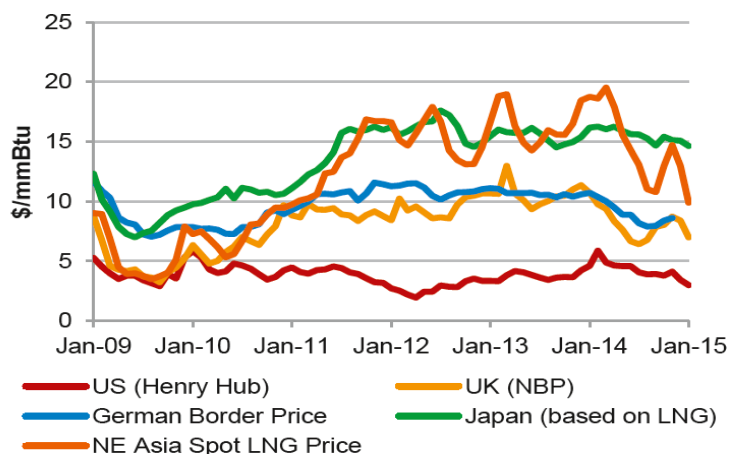
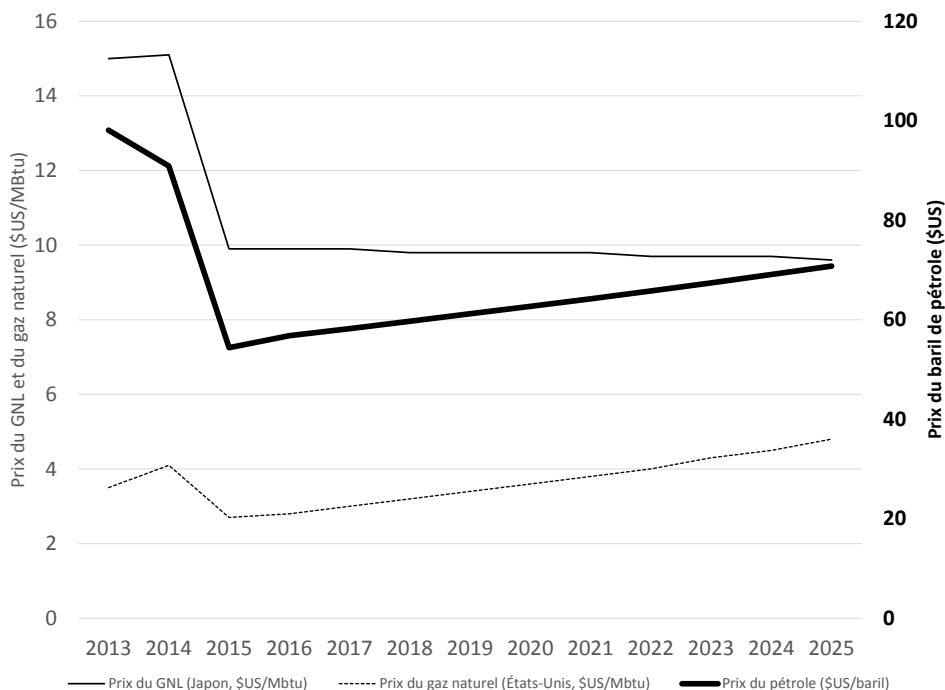


Figure 3.16 Prévisions de prix du GNL au Japon, du gaz naturel aux États-Unis et du baril de pétrole jusqu'en 2025 (World Bank, 2015)



L'évolution des prix dans le monde pour le GNL depuis janvier 2009 démontre le décrochage des avantages pour l'Amérique du Nord d'importer du GNL à partir de 2011 alors que le prix du gaz naturel à Henry Hub est

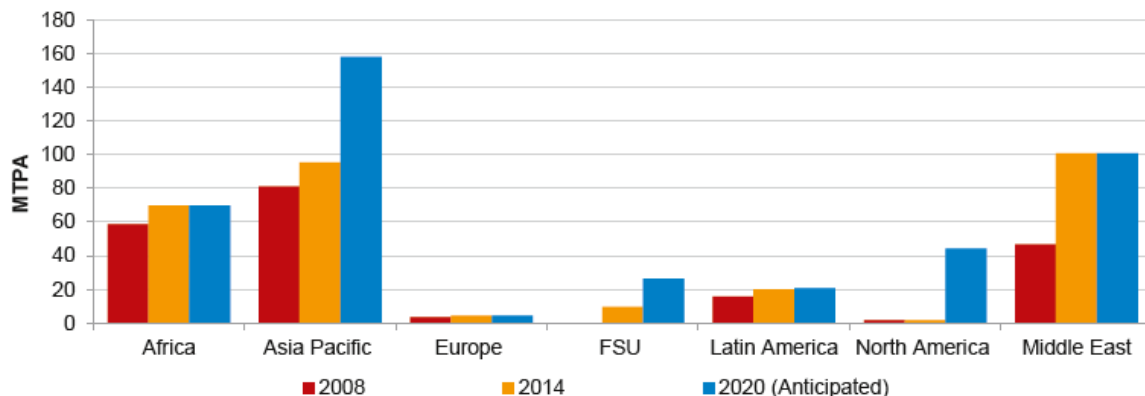
sous les 5\$ US le MBtu. Nous l'avons mentionné, avec des prix trop bas en 2015-2016, certains projets de liquéfaction risquent de devenir moins attrayants pour les investisseurs, surtout ceux qui misaient sur un prix variable. Par contre, les producteurs américains semblent les plus déterminés à vouloir trouver des nouveaux débouchés en dehors de l'Amérique à plus long terme, ils ont donc un incitatif assez fort pour négocier des contrats à plus faible marge pour stimuler la signature de contrat avec certains pays en demande de gaz naturel, les opérateurs de flottes de GNL aussi sont aussi susceptibles de baisser les marges dans le contexte actuel et futur.

La figure 3.16, avec les données les plus récentes de la Banque Mondiale (World Bank), illustre de manière assez éloquente la cassure dans les prévisions des prix du GNL à partir de 2015. Selon ces prévisions, les projets d'exportation de GNL doivent maintenant prévoir des prix sous les 10\$US/MBtu, même pour atteindre le marché japonais qui est actuellement plus près de 8\$US/MBtu.

Toute la chaîne de valeur du GNL outre-mer est forcée de trouver des solutions d'ici 2030 pour travailler avec des prévisions de prix plus bas combinés des signatures de contrat à long terme qui deviendrait également de plus en plus difficile dans un contexte de forte concurrence et de surplus d'offre mondiale. Ne serait-ce qu'en raison de son utilisation comme énergie pour produire de l'électricité, combinée à la forte croissance annoncée du GNL pour le transport lourd, deux substitutions permettant certaines réductions des GES, la demande mondiale en GNL semble être au rendez-vous pour plusieurs années à venir.

Les bas prix actuels attirent les clients mais ils sont réticents à s'engager pour de longues périodes à moins d'obtenir des prix fort intéressants, par rapport au prix pour produire de l'électricité par exemple ou de l'alternative au diesel en transport. Reste à voir si la durée de l'effondrement des prix du pétrole est sous-estimé et jusqu'à quel point ce contexte pourrait retarder la demande en GNL au profit du pétrole.

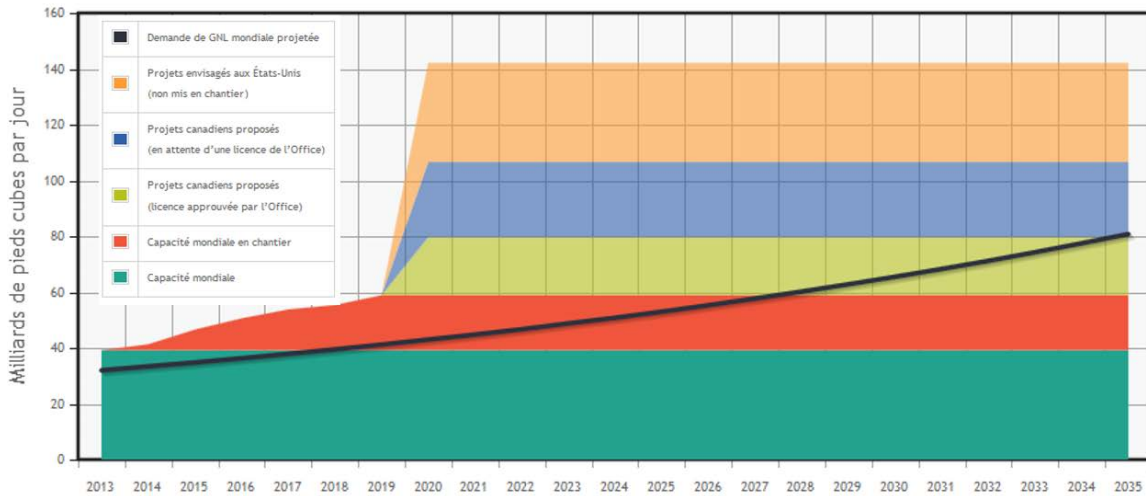
Figure 3.17 Capacité en 2008, en 2014 et anticipé d'ici 2020 avec les projets (IGU/UIG, 2015)



Comme ailleurs (Australie et Russie entre autre), plus près de nous, en Amérique du Nord, les projets d'infrastructures pour liquéfier le gaz naturel ne manquent pas. Les surplus d'offre stimule les projets et les États-Unis avec le Canada espère maintenant devenir un vrai joueur du marché mondial avec plus de 40 MTPA (million de tonnes par an) d'exportation d'ici 2020 avec de la conversion ou de nouveau point de liquéfaction à l'ouest, au sud et à l'est du continent, la plus forte croissance mondiale par rapport à 2014 avec l'Australie-Asie.

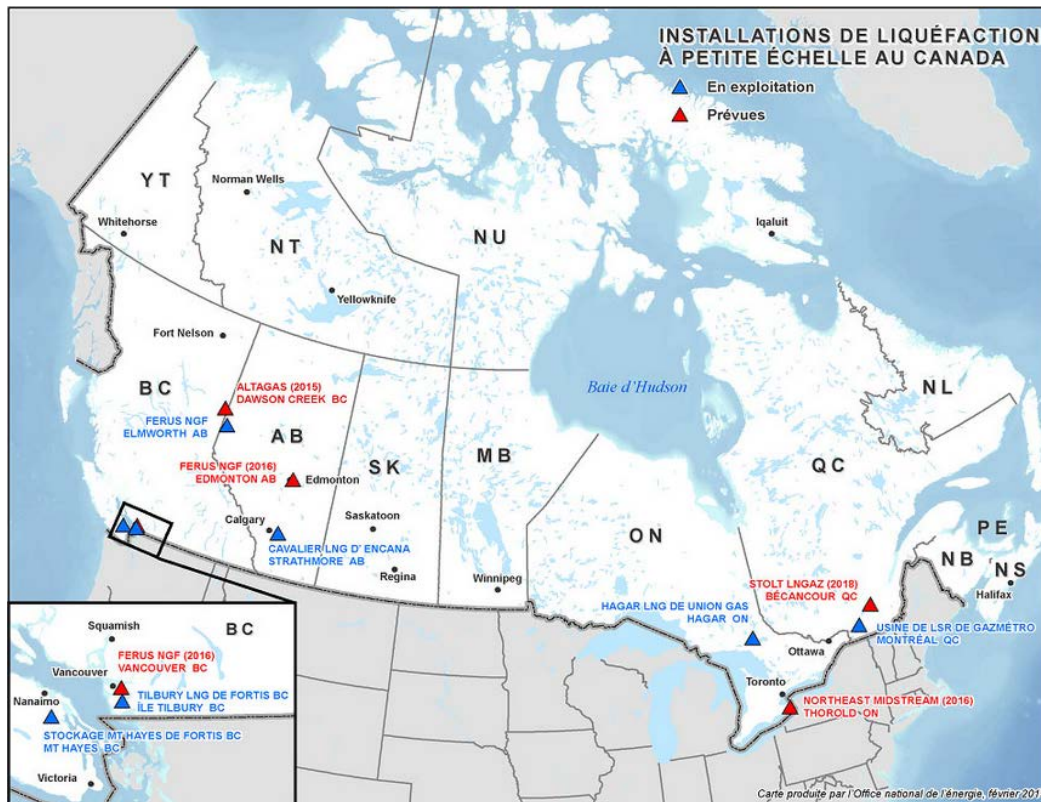
En fait, c'est plutôt la croissance de la demande en GNL qui risque de poser problème dans l'industrie du GNL à court et moyen terme, où seront les clients? Selon l'analyse de l'ONÉ (Mars 2015b) de la figure 3.18, les projets d'exportation de GNL, à partir de sites canadiens, proposés à l'ONÉ, incluant ceux pour lesquels une licence est déjà approuvée par l'office, et ceux en attente d'une licence, représenteraient plus de 40 Bcf/j d'exportations dans le monde entier. Ces données de l'ONÉ est pour illustrer la volonté des producteurs à trouver de nouveaux débouchés pour le gaz naturel mais en y superposant la courbe de la croissance de la demande mondiale, on arrive à une conclusion hasardeuse qui signifierait que le Canada fournirait 50% de la demande en GNL en 2035 qui aurait plus que doublée.

Figure 3.18 Part des projets canadiens à l'ONÉ dans l'offre en GNL et la demande dans le monde d'ici 2035 (ONÉ, Mars 2015b)



Si la concurrence mondiale pour des gros projets de GNL dédiés à l'exportation mondiale risque d'être très forte d'ici 2020 et même 2035, les installations à petite échelle qui visent des marchés plus régionaux semblaient moins à risque dans le contexte actuel de bas prix du gaz naturel, l'avantage concurrentiel par rapport au Diesel s'effritant moins rapidement en ne suivant pas directement la chute des prix du pétrole brut.

Figure 3.19 Installations en exploitation et prévues de liquéfaction à petite échelle au Canada (ONÉ, Mars 2015a)



Il existe donc quelques segments de marché dans des créneaux prometteurs, assez médiatisés et concrets en ce moment, pour créer de la demande pour ce genre de projet comme les véhicules lourds sur le réseau routier, les locomotives, et les traversiers. D'ailleurs, dans les scénarios de l'ONÉ (2013) pour l'Avenir Énergétique du Canada (voir section 3.1 de ce rapport ESS), ajustés récemment, (voir ONÉ; Avril 2015) - *Supplément Avenir énergétique du Canada : facteurs de sensibilité de la demande*, ils prévoient une part jusqu'à 27% de l'énergie consommée dans le transport de marchandise qui proviendrait de ce genre de petites installations de liquéfaction de GNL (+300 PJ/an, 285 bcf/an). À cela, il faudrait ajouter les potentiels pour exporter du GNL par voie terrestre (camions) dans les régions éloignées, déplacer du diesel, pour produire de l'électricité et même pour de l'exportation/importations continentales (ONÉ, Octobre 2014, ONÉ, Février 2015a).

Au Québec, nous le voyons dans d'autres sections de ce rapport, Gaz Métro est déjà actifs dans ce marché et Stolt LNGaz deviendrait un autre acteur important sous peu.

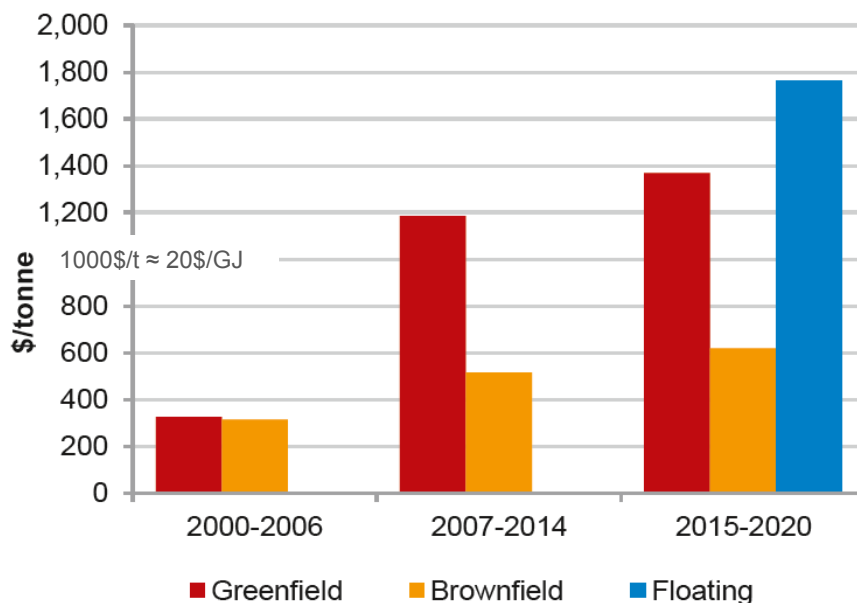
Inspiré d'un modèle d'affaires norvégien où la distribution du gaz naturel se fait très peu par pipeline, le projet de SLNGaz vise la production de gaz naturel liquéfié qui sera par la suite acheminé par petits navires méthaniers et parfois par camions, directement chez les clients. (Site WEB de Stolt, 2015)

Notons toutefois que les projets actuels les plus avancés sont plus près de canalisations existantes. Nous en discutons un peu plus en détail des enjeux de transport de ces projets québécois dans la section de ce rapport portant sur l'île d'Anticosti.

Si la plupart des approvisionnements en gaz naturel de cette demande pour de petite installation peuvent passer par les voies terrestres habituelles, c'est à dire les gazoducs existants, sur de plus longues distances, l'attrait de cette option dépendra d'une analyse rigoureuse de tout la chaîne de création de valeur.

Selon l'ONÉ (Février 2015a), les coûts moyens de transport par camion du GNL peuvent faire augmenter les coûts de 1,88\$ à 3,10\$ le MBtu sur 1 000 km. Pour la production de gaz naturel du Québec, advenant une impossibilité de passer par les canalisations existantes, Il faudrait essayer d'évaluer adéquatement les coûts en fonction de l'emplacement géographique de la ressource, la composition du gaz naturel produit, escompter certains coûts de transport et d'entreposage, ajouter les coûts de traitement adéquats pour valider le potentiel de substitution afin d'alimenter ces camions plus près de ces régions éloignés.

Figure 3.20 Coût d'investissement moyen \$US par tonne de GNL liquéfié selon 3 types de projet (IGU/UiG, 2015)

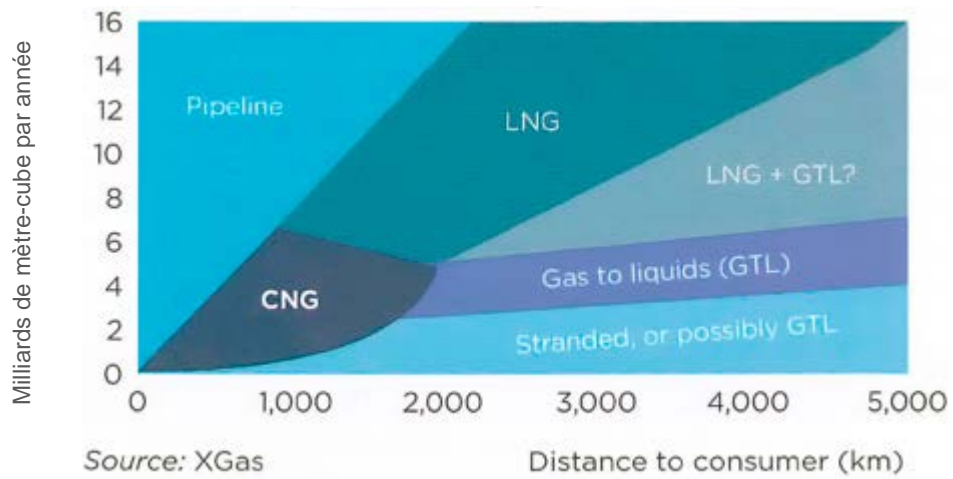


Au-delà des coûts pour les sites eux-mêmes présentés à la figure 3.20 (Greenfield= site vierge, Brownfield=site existant à convertir, Floating=utilisation de barge flottante), pour alimenter directement un site d'exportation assez gros de GNL, existant (brownfield) comme celui de Canaport à St-John NB ou de futur projet (greenfield ou floating)), c'est un raisonnement semblable à celui pour les régions éloignées qui s'applique. L'analyse « top of mind » des coûts semble très serrée à première vue pour des nouveaux sites (greenfield) dans le contexte actuel et même futur, c'est en fait une compétition économique avec l'option de conduites existantes ou futures, comme pour le transport par canalisation. Les mêmes facteurs inconnus pour le moment en ce qui concerne le gaz produit au Québec viendront affecter le potentiel de valorisation via GNL. Le fait de devoir ajouter des coûts de liquéfaction aux coûts de traitement sur place, assèchement au minimum, à la tête du puit, risque également de compromettre les potentiels pour ces marchés.

Autrement, une autre option, en croissance dans le GNL, est celle des infrastructures de type flottantes (FLNG). Celles-ci sont plus ou moins dans la catégorie des petites installations de GNL. Les étapes du traitement et de la liquéfaction de GNL (simple compression dans certains cas) peuvent y être réalisées. Par contre, comme pour toutes nouvelles technologies, la maîtrise des coûts de liquéfaction est plus difficile au début comme le démontre les données de l'IGU de la figure 3.20.

Selon les données de l'IGU, les coûts des installations de liquéfaction ont plus que doublées (CAPEX seulement), voire même triplés sur les sites vierges. C'est donc dire que selon ces données, un site de 11 millions de tonnes coûterait 15 milliards en considérant le site vierge et 20 milliards pour un site flottant, au mieux 7 Milliards avec les coûts d'un site existant. Si un promoteur demandait un permis qui vise 25 ans d'exploitation, la question de l'amortissement et du risque devient cruciale pour espérer opérer un tel site avec un prix concurrentiel dans le contexte actuel.

Figure 3.21 Schéma approximatif des options de transport du gaz naturel en fonction de la distance et des volumes



3.1.4 Conclusions sur les options d'exportations du gaz naturel québécois

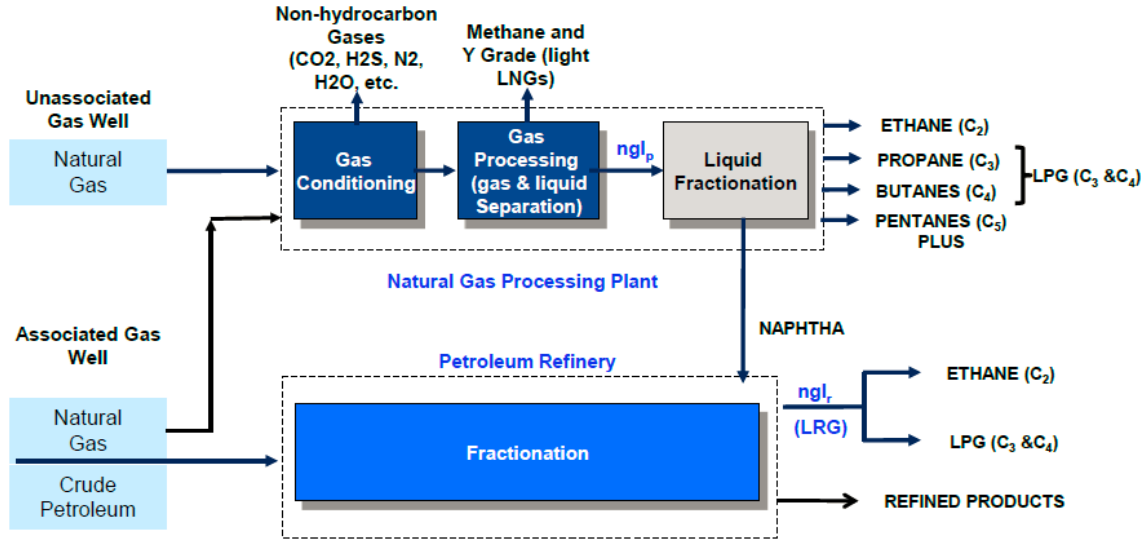
Les options pour développer le marché du gaz naturel québécois dépendront grandement de quantités exploitables à prix compétitif et surtout des distances à parcourir pour rejoindre les marchés continentaux ou internationaux. Dans un marché hautement compétitif, les options et coûts de transport pour atteindre les marchés deviennent essentiels pour espérer obtenir des marges intéressantes au sein de la chaîne de création de valeur.

L'option d'utiliser le GNL pour atteindre ces marchés externes est également appelée à être très compétitive dans l'avenir avec un marché qui se mondialise mais pourrait en même temps offrir des prix plus intéressants sur le continent avec une mondialisation de l'index NYMEX comme référence.

3.2 Marchés externes pour les liquides de gaz naturel (LGN)

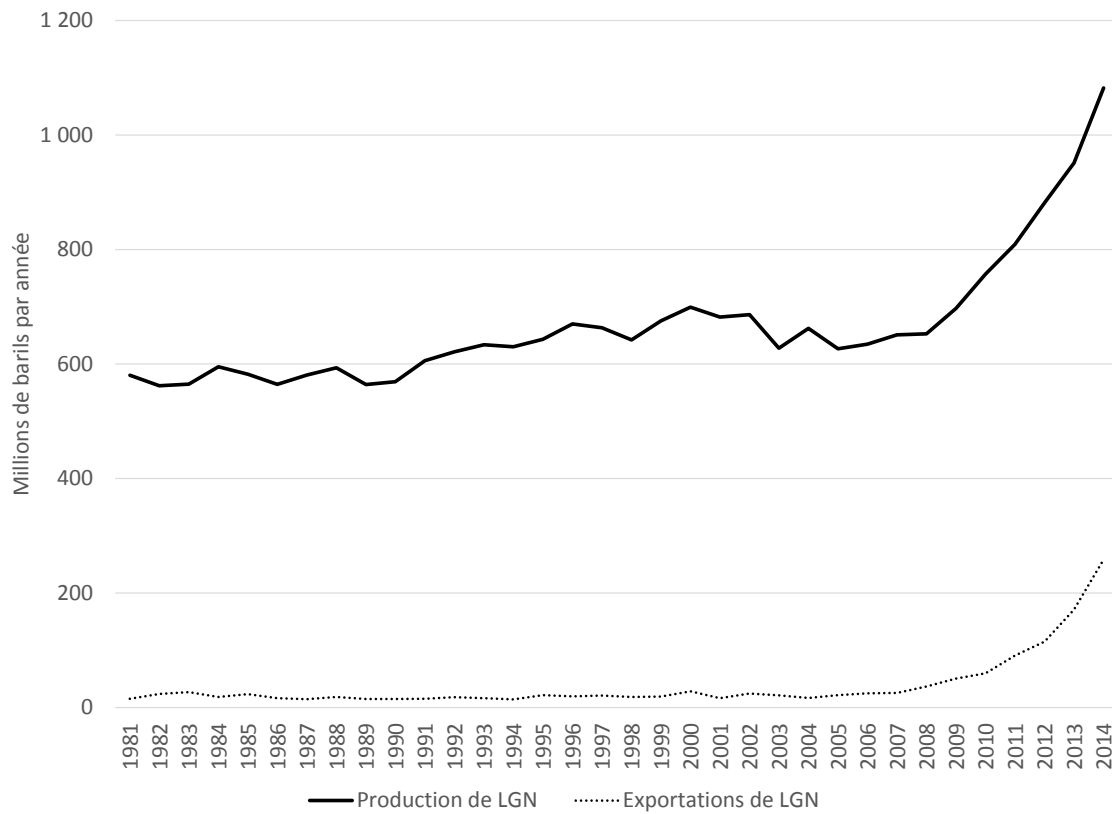
Les LGN actuellement disponibles au Québec sont soit importés, soit produits dans les raffineries québécoises. Voir la figure 1.6 de la section 1.1 et la section 1.3. La figure 3.22 résume les deux sources de production des LGN : des puits de pétrole et ceux de gaz naturel, après séparation, et du fractionnement du pétrole dans les raffineries. Comme indiqué dans le tableau 1.3 sur les composantes extraites des sites de gaz de shale et de la moyenne des sites de production de gaz naturel aux États-Unis, une production de gaz naturel issu de gisements non-conventionnels amène une quantité plus grande de LGN que la production conventionnelle. Des proportions plus grandes d'éthane et de propane sont en général ainsi produites.

Figure 3.22 Production des LGN des usines de traitement du gaz naturel et des raffineries (IHS, 2014 :68)



La croissance de la production de pétrole et gaz non-conventionnels explique donc la hausse importante de la production de LGN aux États-Unis. De 600 à 700 millions de barils par année entre 1980 et 2000, cette production est passée à plus de 1 000 millions de barils en 2014, voir la figure 3.23. La plus grande partie de cette production supplémentaire est exportée, comme le montre la courbe des exportations.

Figure 3.23 Production et exportation de LGN des États-Unis (EIA, 2015)



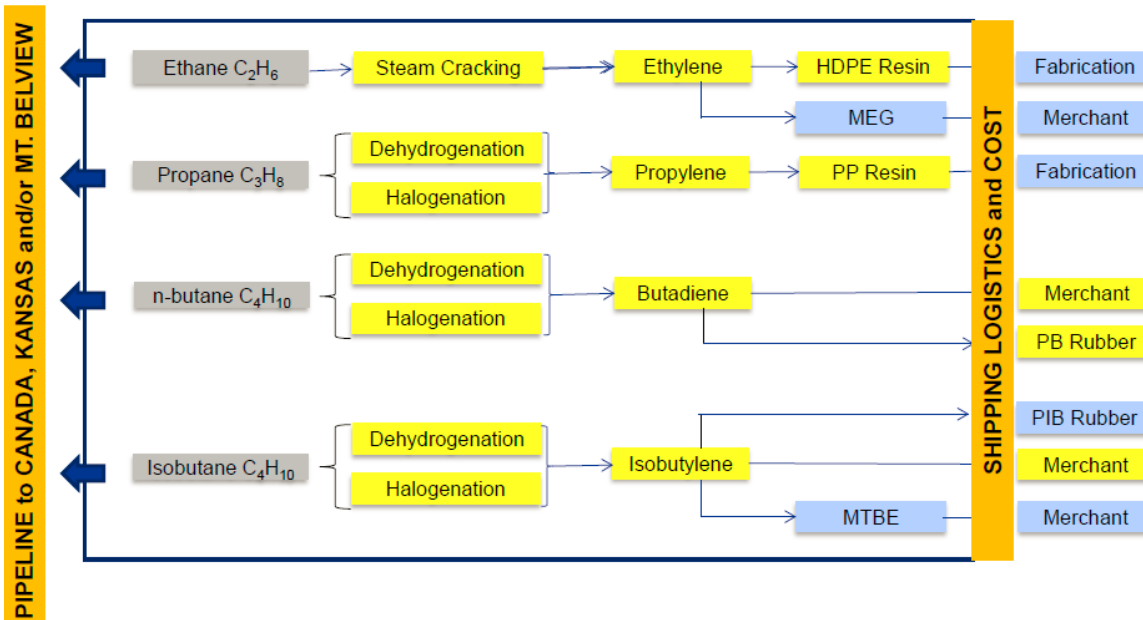
Des opportunités de transformation sont cependant présentes pour ces LGN. La figure 3.24 indique schématiquement les transformations et les produits possibles que l'on peut obtenir des LGN. Ces produits, dont les principaux sont l'éthylène, le propylène et le butène (ou butylène) sont des intrants de la pétrochimie qui permettent de produire la vaste étendue des produits de consommation courante dérivés des hydrocarbures (plastiques, textiles, lubrifiants, engrais, etc.). Voir la figure 1.5 et celle de l'annexe 4.

Évidemment, pour valoriser les LGN à l'exportation ou par une transformation locale, il est nécessaire d'avoir des capacités de transport de ces LGN pour rejoindre les marchés et/ou des installations de transformation. La rentabilité de cette chaîne de valeur dépend donc (ONÉ, 2009; CERI, 2014) :

1. des types et des quantités de LGN disponibles :
 - proportions de LGN dans le gaz naturel et le pétrole extrait;
 - proportions d'éthane (C2) / propane (C3) / butane (C4) / condensats (C5+) dans les LGN extraits;
2. des coûts des infrastructures d'extraction, de stockage et de la logistique du transport nécessaires pour atteindre les marchés :
 - usines de chevauchement («straddle plants»), le long des pipelines de transport de gaz naturel, qui séparent et extraient les LGN du gaz naturel. Ces usines sont la principale source de LGN au Canada;
 - usines de traitement du gaz naturel sur le terrain («field processing plants»);
 - unités de fractionnement («fractionators»), pour séparer différents types de LGN;
 - infrastructures de transport, dédiés ou non : pipeline de transport et d'exportation, infrastructures ferroviaire, camions;
 - installations de stockage (incluant le stockage souterrain);
 - infrastructures de distribution (pipeline).

3. de coûts des installations de transformation nécessaires pour la production de produits à plus forte valeur ajoutée (éthylène, propylène, butène – et ses isomères, l'isobutène ainsi que le butadiène);
4. des prix de marché des LGN et/ou des produits transformés.

Figure 3.24 Chaîne de valeur des LGN : exportation ou transformation (IHS, 2014 :18)



Il est à noter que le Québec était présent dans cette filière de transformation des LGN en éthylène et propylène de 1979 à 2009, avec les usines de Pétromont à Varennes et à Montréal-Est. La fermeture de ces usines en 2009, suite à la hausse des prix d'approvisionnement en LGN, n'a laissé qu'une seule filière pétrochimique active au Québec, celle du polyester. Elle débute avec le xylène, un sous-produit issu du processus de raffinage du pétrole brut, et non des LGN en tant que tels. Ainsi, la raffinerie Suncor de Montréal alimente en xylène l'usine de ParaChem, pour alimenter une chaîne de production qui ultimement fournit du polyéthylène téréphtalate (PET), un plastique recyclable employé dans la fabrication de bouteilles, fibres textiles, pellicules et résines pour les peintures (ParaChem, 2015). Un secteur pétrochimique relativement important gravite cependant toujours autour des raffineries québécoises, comme l'illustrent le tableau 1.9 et la figure 1.15.

3.2.1 Options d'exportation des LGN québécois

Les options d'exportations sont donc doubles : exportation de produits plus ou moins séparés (éthane, propane, butane, etc.) ou exportation de produits transformés.

L'exportation directe des LGN se heurte cependant à des prix très bas. Comme l'illustre les figures 3.25 et 3.26, les prix de l'éthane et du propane sont à des niveaux extrêmement bas, notamment parce que la production d'éthane est en forte croissance en Amérique du Nord.

Figure 3.25 Prix spot des LGN aux États-Unis, novembre 2014 – février 2015, \$US/gallon (Genscape, 2015)

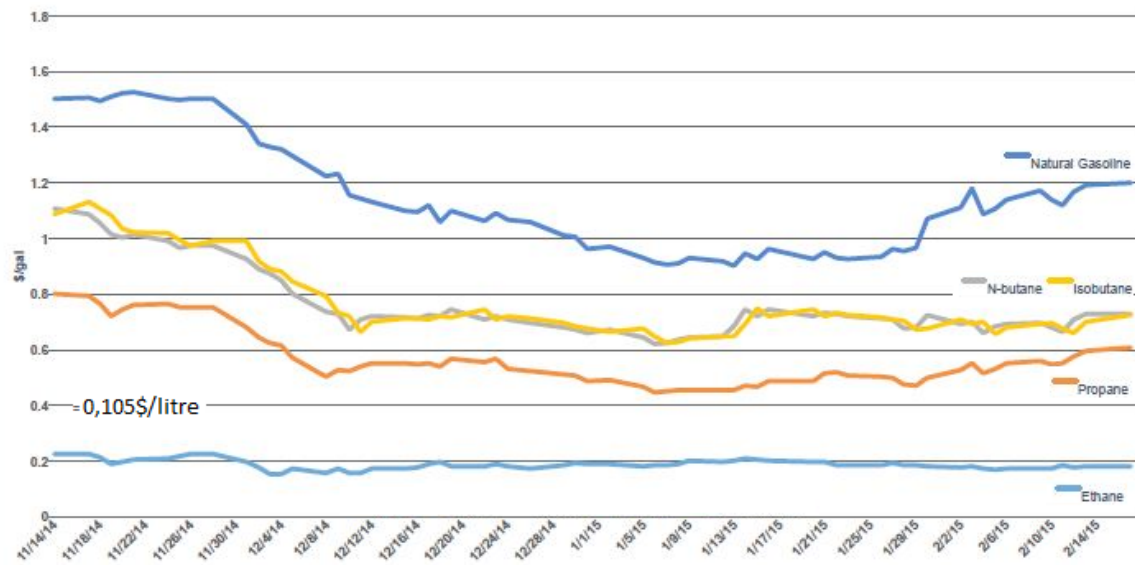
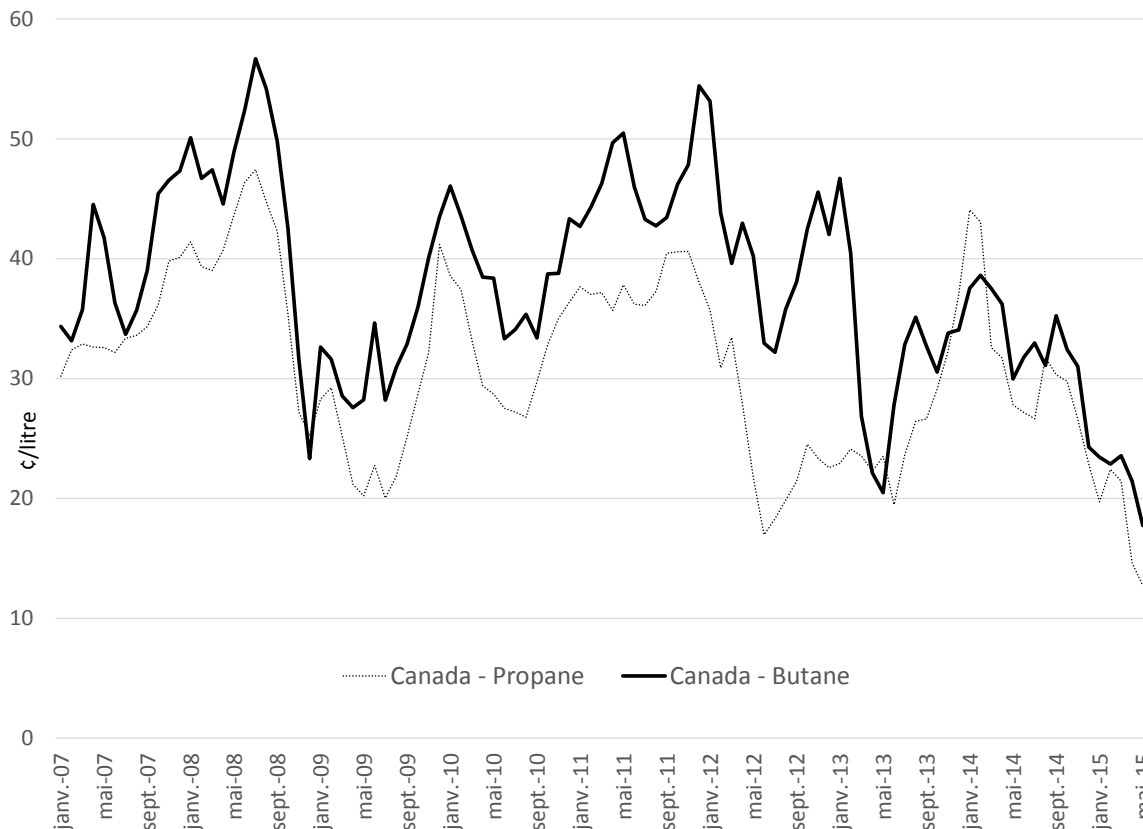


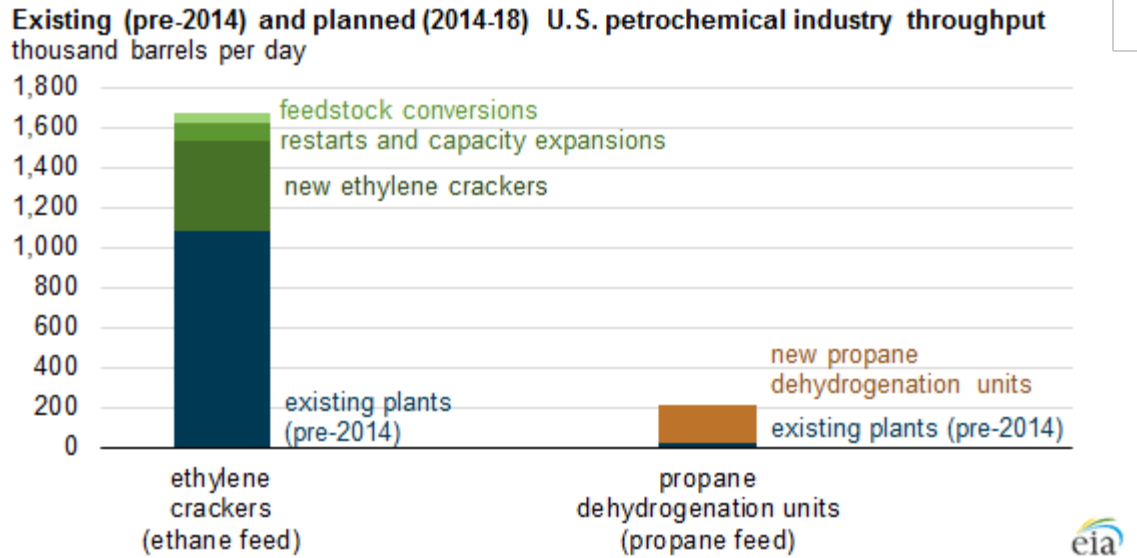
Figure 3.26 Prix mensuel à l'exportation du propane et du butane, en cents/litre



Pour les options de transformation des LGN en produits ayant davantage de valeur ajoutée, plusieurs obstacles se dressent. Tout d'abord, il faudrait renverser une tendance de déplacement de l'industrie pétrochimique vers des régions plus actives dans ce secteur, qui a tendance à rechercher les concentrations synergiques. Avec la fin de la filière déjà existante au Québec en 2009 (fermeture des usines de Pétromont), peu d'investisseurs seraient prêts à revenir développer une telle filière qui a par ailleurs pris un essor dans

d'autres régions, où davantage de synergies prennent place. Il faudrait, en second lieu, faire face à une rude concurrence venant des nouvelles installations de production qui voient le jour aux États-Unis. Ainsi, des nouvelles installations de valorisation de l'éthane et du propane se construisent aux États-Unis, qui ont une production de LGN croissante depuis plus de 5 ans. La capacité de traiter l'éthane va ainsi augmenter d'environ 50% d'ici 2018 et celle de transformer le propane va décupler, comme l'illustre la figure 3.27.

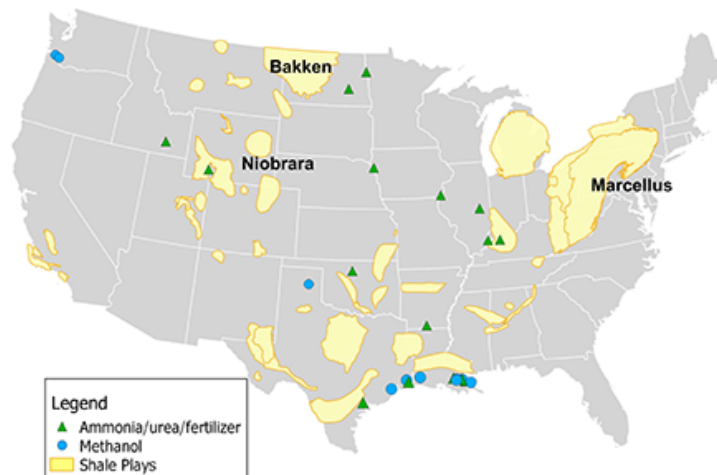
Figure 3.27 Ajout d'installations de transformation d'éthane et de propane aux États-Unis (EIA, 2015, d)



La filière du méthanol et des fertilisants, du type de ceux envisagé par IFFCO Canada à Bécancour, sont aussi en plein développement aux États-Unis. Ce sont aussi des filières de valorisation du gaz naturel et des LGN. La figure 3.26 illustre les développements envisagés dans ce secteur.

Figure 3.26 Usines de fertilisant et de méthanol envisagées aux États-Unis (EIA, 2015d)

Major proposed methanol and ammonia-based fertilizer plants, 2015-18



Source: U.S. Energy Information Administration based on Bentek Energy and industry reports.

3.2.2 Conclusion sur les options d'exportation des LGN québécois

Comme indiqué précédemment, la rentabilité de la chaîne de valeur du LGN dépend de quatre éléments : (1) les LGN présents et leur quantités; (2) les coûts des infrastructures d'extraction, de stockage et de la logistique du transport nécessaires pour atteindre les marchés; (3) le coût des infrastructures de transformation; et (4) le prix de marché des LGN et/ou des produits transformés.

Nous regroupons ici des informations financières sur les investissements requis pour les maillons (2) et (3) de cette chaîne de valeur.

Le tableau 3.3 illustre les coûts de trois projets d'agrandissement dans l'ouest canadien permettant de fractionner les LGN pour isoler les différentes composantes. On peut constater que ces projets sont de grande envergure : 30 000 barils par jour d'ajout de capacité. Dans un contexte d'une production maximale de 40 000 barils par jour de pétrole envisagée sur Anticosti, il est difficile d'imaginer que de telles installations soient possibles pour les quantités de LGN québécois.

Tableau 3.3 Exemples de coûts d'infrastructures de fractionnement (Martin, 2014)

Projet	Description	Capacité Barils par jour	Coût Millions de \$
Keyera Fort Saskatchewan De-ethanizer	Ajout de capacité, connexion aux pipelines et stockage	30 000	200
Fractionation Expansion Keyera Fort Saskatchewan	Fractionnement des molécules C3 et plus	35 000	225
Fractionation Expansion Pembina RFS II	Doublement de la capacité	75 000	415

Le tableau 3.4 illustre les coûts en capital d'unités de transformation de LGN en produits à plus forte valeur ajoutée. Différents procédés sont couverts (voir la figure 3.22 pour mieux situer ces procédés dans la chaîne de transformation). Ces investissements se chiffrent en centaines de millions de dollars.

Tableau 3.4 Coûts des infrastructures de transformation (IHS, 2014 :214)

	Capacité Milliers de tonnes	Coût en capital Millions de \$US
Ethane Cracker – HDPE	404	939
Ethane Cracker – MEG	231	635
HDPE	400	309
EO	304	727
MEG	400	197
Propane Dehydrogenation (PDH)	467	1 191
Propane Halogenation	467	758
Polypropylene ICP	500	487
n-Butane Dehydrogenation	300	1 460
b-Butane Halogenation	336	491
Oxo-D	300	708
Polybutaniene (PBR)	100	286
Isobutane Dehydrogenation	130	247
Isobutane Halogenation	130	225
MTBE via Isobutylene	200	28

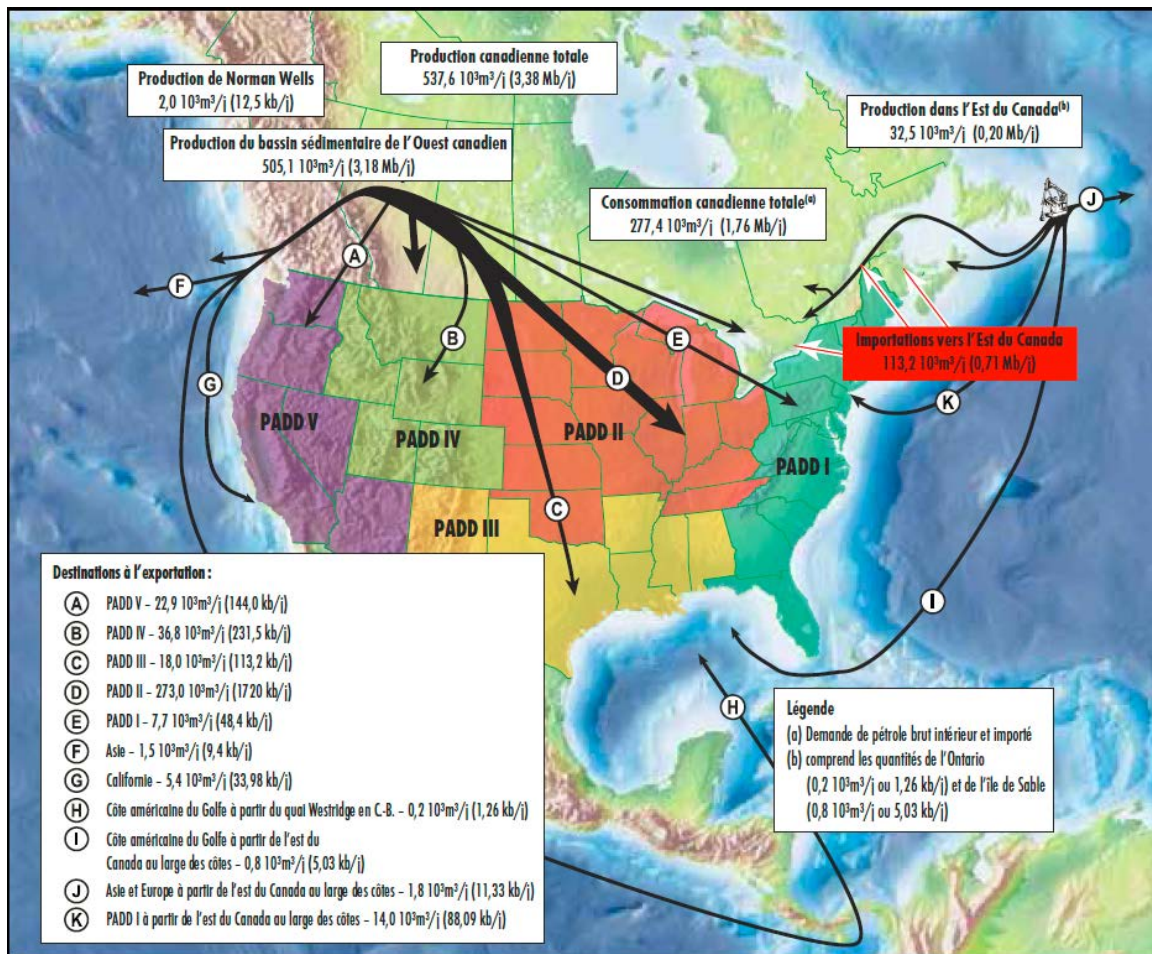
Dans ce contexte de forte concurrence, d'un secteur pétrochimique québécois modeste, de volumes le LGN anticipés relativement limité en regard des ajouts de capacité de fractionnement (tableau 3.3) et de l'ordre de grandeur des coûts, les options d'exportation pour le LGN ne sont pas très prometteuses. Évidemment, une analyse plus approfondie devrait être menée une fois que le potentiel LGN au Québec sera connue. Cette analyse pourrait s'inspirer d'une étude telle que celle d'IHS (2014) pour le Dakota du nord. Ceci dit, dans les conditions actuelles, le Québec pourra difficilement développer ces marchés d'exportation pour les LGN.

3.3 Marchés externes pour le pétrole et les produits pétroliers québécois

3.3.1 Options d'exportation du pétrole et produits pétroliers québécois

Les options d'exportation du pétrole québécois dépendront avant tout de ses caractéristiques (°API, soufre, acidité, etc.) et de la présence, ou non, d'infrastructures de transport maritime permettant d'aller rejoindre les marchés mondiaux. Ces caractéristiques seront importantes pour déterminer vers quelles raffineries il pourrait aller. Ainsi, un pétrole extra-léger (comme cela serait vraisemblablement le cas pour des pétroles de schiste) pourrait difficilement prendre la route du golfe du Mexique, où les raffineries sont davantage configurées pour traiter des pétroles lourds. C'est d'ailleurs pour cela que le projet Keystone XL est envisagé : pour acheminer des pétroles lourds de l'Alberta vers les installations pouvant les raffiner. L'éventuel pétrole québécois ne pourrait donc pas prendre les principales routes illustrées à la figure 3.27, étant donné qu'il serait trop léger, et que la croissance de la production américaine de pétrole de schiste lui ferait une rude concurrence.

Figure 3.27 Approvisionnement en pétrole brut canadien et utilisation en 2012 (ONÉ, Avril 2014)



Les options d'exportation pour le pétrole québécois seraient donc l'Europe et l'Asie, les deux seules régions du globe qui sont importatrices, outre les États-Unis. Cela serait similaire aux marchés actuels d'exportation des producteurs de la côte est (voir point J de la figure 3.27). Étant donné la structure très compétitive du marché du pétrole brut, les prix dictent les opportunités. Les coûts de production, les volumes disponibles et le coût des infrastructures de chargement du pétrole sur des pétroliers vont dicter la rentabilité économique de telles exportations. Trop d'éléments manquent à ce stade-ci pour réaliser cette analyse économique, qui dépasse par ailleurs le cadre du mandat de cette étude.

Pour les PPR, des exportations supplémentaires pourraient être envisagées selon les deux scénarios suivants :

1. augmentation de la capacité de raffinage;
2. diminution de la consommation québécoise de PPR.

Une augmentation de la capacité de raffinage au Québec est très peu plausible. En effet, la tendance historique est à la fermeture des raffineries au Québec, et à la construction de raffineries de grande capacité, près des centres de consommation de PPR qui connaissent une croissance de la demande : principalement en Asie. Même une province productrice de pétrole comme l'Alberta n'a pas vu se concrétiser des projets de nouvelles raffineries sur son territoire, malgré sa production croissante de pétrole. Ainsi, depuis 2000, la capacité de raffinage albertaine ne croît que marginalement, alors la capacité de pré-raffiner le bitume en pétrole synthétique a plus que triplé (CAPP, 2014). Un scénario de croissance de la capacité de raffinage au Québec est donc trop improbable pour qu'on puisse le retenir.

Le second scénario, au contraire, est plus plausible. Avec une baisse de la consommation locale de PPR, et un éventuel approvisionnement en pétrole québécois (ou un maintien des importations), les raffineries québécoises pourraient exporter davantage de PPR. Les marchés limitrophes (Ontario, New York, Nouvelles Angleterre) pourraient facilement être desservis, comme c'est d'ailleurs déjà le cas pour l'Ontario par pipeline, voir figure 1.15. Le marché européen du diesel pourrait aussi être développé, sur la base des installations maritimes déjà existantes, sauf s'il se contracte trop à la suite des efforts de réduction des émissions de GES.

3.3.2 Conclusions pour les options d'exportation du pétrole et produits pétroliers

Des options d'exportation du pétrole se résument facilement à cause du marché international très compétitif. Malheureusement, trop d'inconnus sur les volumes et les coûts de production, ainsi que sur les coûts d'infrastructures maritimes nécessaires aux exportations empêchent de décrire des opportunités économiques avec réalisme. Cependant, l'abondance de la production de pétrole, dans des régions ayant déjà une industrie plus mature, dans un contexte de demande mondiale à faible croissance, voire stagnante ou décroissante – si les contraintes climatiques se concrétisent – ne laissent pas présager beaucoup d'options d'exportation intéressantes pour le pétrole québécois.

Ce pétrole, s'il était raffiné sur place, dans les installations existantes, pourrait de manière plus plausible être exporté sous forme de PPR, comme c'est déjà le cas actuellement (voir figure 1.6). Les marchés plus locaux pourraient être desservis par cette production, dans la mesure où les raffineries québécoises et les coûts de transport sont compétitifs. Évidemment, il est aussi nécessaire que ces marchés se maintiennent, et que les contraintes sur les émissions de GES ne soient pas trop importantes.

4. LE CAS DE L'ÎLE D'ANTICOSTI

Pour que le lecteur puisse saisir certains constats et analyses de cette section plus particulière sur l'île d'Anticosti, elle doit être lue de manière concomitante et surtout séquentielle à l'ensemble des éléments et autres chapitres du rapport principal. Cette section du rapport ne reprendra donc pas tous les éléments présentés aux sections 1 à 3, qui sont à la base des constats à établir pour identifier les marchés potentiels internes et/ou externes pour la ressource produite spécifiquement à Anticosti, et des éventuels effets de déplacements potentiels.

Notons encore une fois ici que l'absence de données fiables, sur le type de produits d'hydrocarbure et les volumes disponibles à Anticosti, ne permettra pas de poser un regard micro pour une chaîne plausible de création de valeur pour la ressource. Les sections précédentes de ce rapport soulignaient que les capacités et options de transport à prix compétitifs sont des maillons clés d'une chaîne de valeur en hydrocarbure pour espérer des marges pouvant soutenir d'éventuelle profits et redevances acceptables. En raison notamment des économies d'échelle liées aux enjeux de transport abordable, le type de produit et les quantités produites deviennent des variables très importantes pour évaluer correctement certaines options en infrastructures sur le long terme. Contrairement à une ressource qui serait plus continentale, près des marchés, ce sont les futures infrastructures en transport, quasi inexistantes autour de l'île d'Anticosti, qui permettront éventuellement d'atteindre les divers marchés identifiés précédemment dans ce rapport, qu'ils soient locaux, régionaux, provinciaux, continentaux, ou mondiaux.

Les principaux constats à rappeler pour cette section sont néanmoins les suivants :

- La composition des hydrocarbures à la tête des puits influencera le potentiel de valorisation et de commercialisation dans les marchés :
 - Un faible taux de LGN/condensats, avec de surcroît moins de composantes non carbone indésirables à éliminer, peuvent abaisser les coûts de traitement mais limitent le portefeuille de valorisation dans les divers marchés. Ce fait aurait pour conséquence de diminuer les options d'exportation et ainsi augmenter le risque de production en fonction des variations de divers prix;
 - Un taux élevés de LGN/condensats, par exemple pour le gaz naturel avec une proportion d'éthane, propane ou butane notable, augmenterait les coûts de traitement mais permettent un portefeuille de puits plus diversifié. Plus de produits différents à commercialiser et donc moins de risque de production. Dans le cas du Québec, il pourrait y avoir des retombées potentielles par une création d'une nouvelle demande, dans le développement de l'industrie pétrochimique dans des régions plus éloignées selon certains scénarios.
- La demande potentielle, au-delà de la consommation historique ou actuelle, qu'elle soit interne au Québec, continentale en Amérique du Nord, ou mondiale, pour les produits d'hydrocarbure et ses dérivés, répond d'abord à une logique de prix grandement tributaire des infrastructures de transport et d'entreposage entre l'offre (Points d'injection) et la demande (Points de réception);
- La distance et le volume à transiger, combinés à la durée de vie estimée de l'offre, ou de la demande, pour un produit d'hydrocarbure influencera la période d'amortissement et/ou le risque associé aux transactions d'échange entre les parties productrices et demanderesse;
- Sur la plupart des chaînes de valeurs des produits d'hydrocarbure, la revue de littérature récente réalisée, dans le cadre de ce mandat, démontre un niveau d'incertitude élevé pour les différents acteurs de l'industrie.
- La compétition des prix pour espérer écouler la production québécoise des puits dans diverses chaînes de valeur augmente proportionnellement avec la taille des marchés visés.
- Notons pour l'île d'Anticosti, des chaînes de valeur sont en création pour la province de Terre-Neuve. L'exploration et l'exploitation de sites par des entreprises intégrées du secteur se fait déjà en collaboration avec le gouvernement canadien sous la responsabilité de l'Office des Hydrocarbures Extracôtiers Canada-Terre-Neuve et Labrador (C-TNLOHE, Juin 2015) d'après les termes de l'*Accord atlantique*.
- L'accès vers un point d'échange liquide, avec du transport fiable et économique, est toujours souhaitable pour espérer avoir plus d'options et diversifier le risque de valorisation.

4.1 Les marchés potentiels pour le gaz naturel d'Anticosti

Notamment en raison des enjeux liés aux options de transport par rapport au pétrole, le gaz naturel s'inscrit moins dans une logique de création de valeur à l'échelle mondiale, il pourrait donc offrir plus d'options intéressantes à analyser que pour le pétrole, du moins pour certains projets plus « locaux ». Le gaz naturel étant un produit d'hydrocarbure moins bien intégré dans des chaînes de valeur bien établies au Québec, la production de gaz naturel à partir de sites de puits sur l'île d'Anticosti pourrait théoriquement viser quatre marchés potentiels, plus ou moins grands, possiblement en séquence selon la productibilité des puits:

1. la Côte-Nord;
2. le Québec couvert par le réseau de distribution avec accès à Dawn;
3. les Maritimes;
4. la demande internationale, incluant l'est des États-Unis;

Pour valoriser le gaz naturel de l'île d'Anticosti, en plus des prévisions de demande déjà présentées dans ce rapport à la section 2, notons d'entrée de jeu que nous pouvons aussi tenir compte des potentiels futurs pour les nombreux projets d'exportations par transformation en GNL qui ne visaient pas initialement l'utilisation du gaz québécois, comme celui déposé à l'ONÉ pour le Saguenay par GNL au Québec (ONÉ, octobre 2014; Décision du 27 août 2015), ou l'éventuelle conversion du site de regazéification de Canaport (St-Jean, NB), ONÉ en un site de liquéfaction. Ajoutons, sans pouvoir entrer dans les détails contractuels pour le moment, d'autres récentes décisions de l'ONÉ d'octroyer des licences d'exportation de GNL dans les maritimes aux projets de Goldboro LNG (Près d'Halifax) et Bear Head (Déroit de Canso en Nouvelle-Écosse). Ce sont des options à explorer, ou en compétition selon les cas, pour valoriser une éventuelle production sur l'île d'Anticosti pour le moment (Gas Natural Intelligence, Août 2015; tableau 4.6 de cette section).

Au risque de négliger l'impact que l'abondance des projets d'exportation de GNL sur la concurrence future sur les marchés interne et externe, nous pouvons affirmer que les environnements politiques (support des gouvernements), légaux (libre marché), environnementaux (Réduction de GES par rapport au pétrole/diesel) et technologiques (augmentation des options pouvant être considérées) sont tous assez favorable pour les projets d'exportation et de valorisation à long terme en Amérique du Nord, incluant l'île d'Anticosti.

Du côté économique, comme pour l'industrie des hydrocarbures en général, malgré la sortie de crise mondiale depuis 2008, l'environnement actuel peut-être qualifié de « morose et incertain ». La chute des prix du gaz naturel, suivi du pétrole en 2014/2015 a même entraîné la chute des prix des produits dérivés du gaz naturel qui soutenaient certains investissements, les projets sur l'île d'Anticosti devront aussi en tenir compte.

Les principaux enjeux d'exportation par rapport aux projets concurrents vers des marchés potentiels sont plutôt socio-culturels et environnementaux (écologiques). Ces enjeux sont notamment couverts par d'autres études réalisées dans le cadre des ÉES sur les hydrocarbures. Pour l'île d'Anticosti, ils sont aussi très présents malgré le fait que le site soit hors des zones habités. Les moyens de transports à privilégier sont aussi à prendre en compte en lien avec ces impacts. Le plus gros enjeu est celui de la confiance envers l'industrie pétrolière et les gouvernements. Selon le récent baromètre de confiance de la firme Elderman (Trust Barometer, 2015) le secteur industriel « production d'énergie » est ainsi beaucoup plus visé par les opposants que d'autres, comme le secteur des aliments et boissons, l'agriculture, la chimie ou même les mines.

Strictelement sous l'angle économique, comme la question du transport des hydrocarbures est cruciale pour atteindre les marchés d'exportation, interne ou externe, à type et quantité de ressources équivalentes dans un environnement macro-économique comparable, la concurrence d'un site d'hydrocarbure comme celui d'Anticosti vient le plus souvent du lieu géographique. Qu'il s'agisse d'un transporteur, acheteur ou d'un vendeur, les contrats sont souvent « points de réception » vs « points de livraison » peuvent être utilisés.

La figure 4.1 permet de situer globalement les différents enjeux pour le développement de nouvelles infrastructures gazières qui devront être analysés pour espérer atteindre une ou plusieurs des 4 options de valorisation identifiées dans ce rapport et à la section 2. La figure 4.2 présente des options d'infrastructures pour de la valorisation du gaz naturel à « petite échelle » (Small Scale) par transformation en GNL.

Figure 4.1 Aperçu des options de marchés du gaz naturel à proximité d'Anticosti (M&NE, 2015)

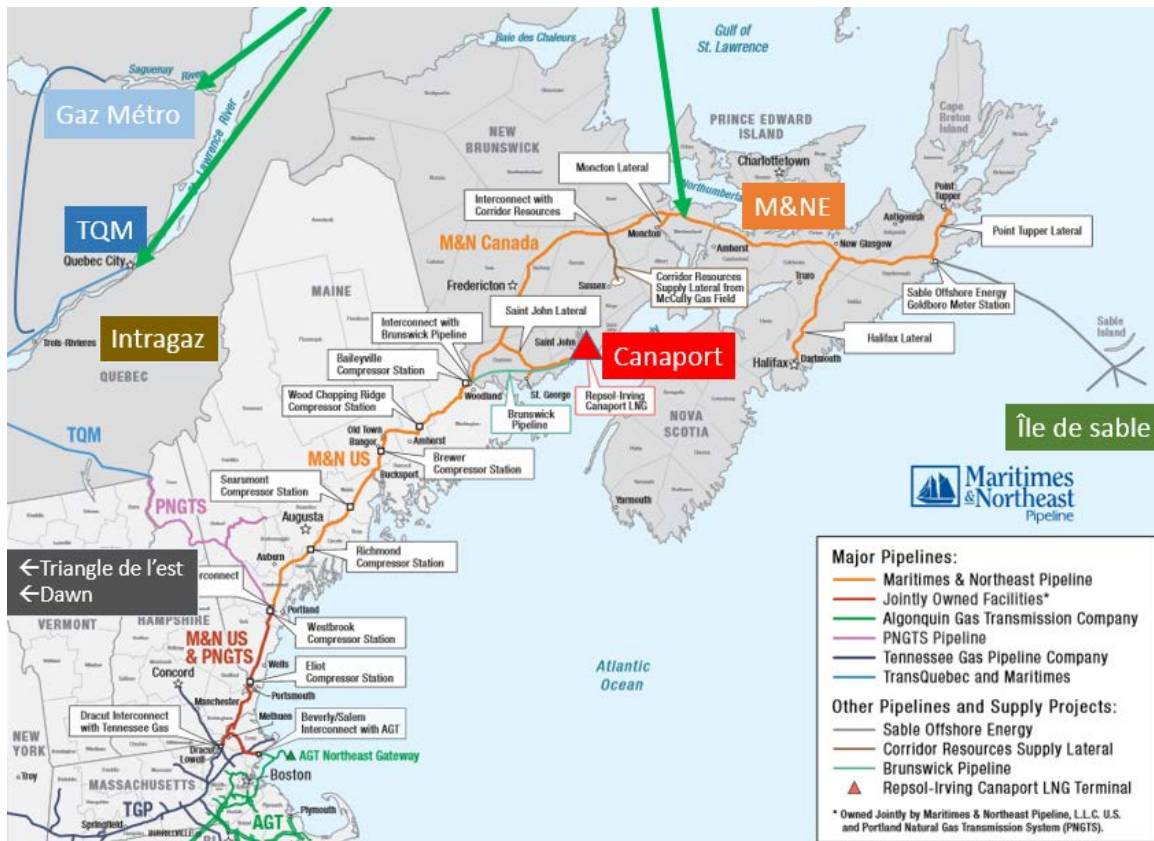
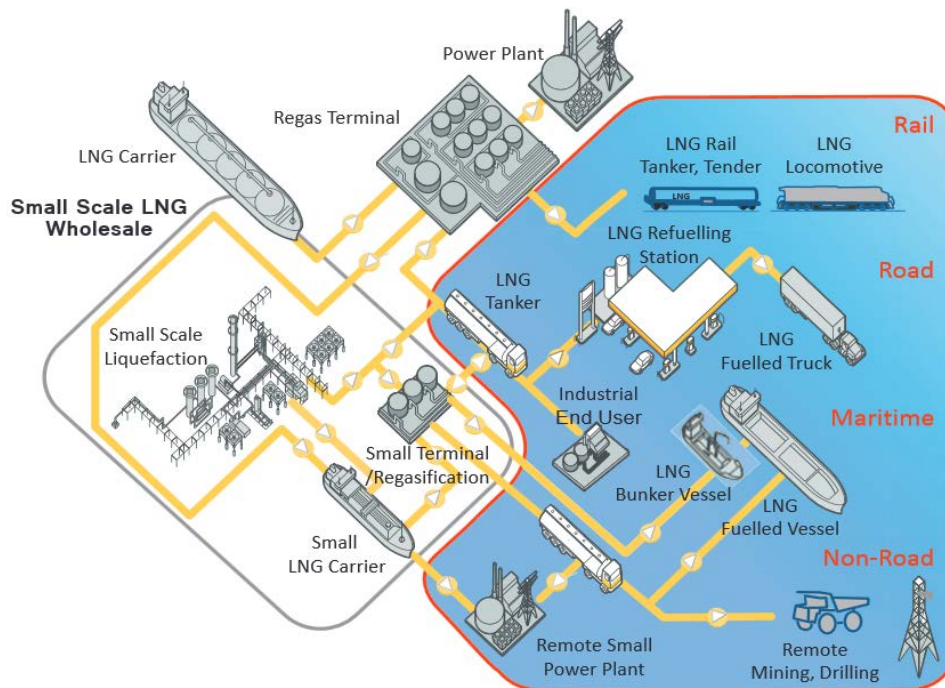


Figure 4.2 Aperçu d'infrastructures à « petite échelle » pour le gaz naturel à partir de GNL (IGU, 2015)



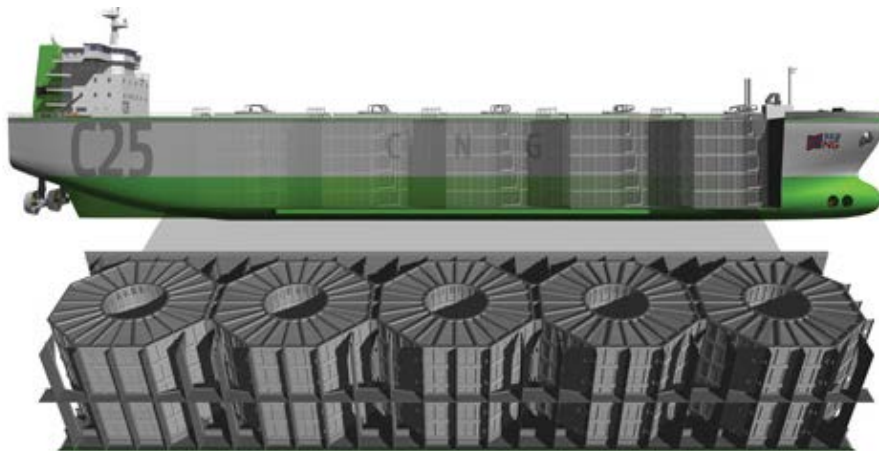
4.1.1 Option 1 : Le marché du gaz naturel de la Côte-Nord

Une première option pour valoriser le gaz dans le marché du Québec, bien que relativement restreinte, incertaine, et donc plus risquée pour des investisseurs, serait la Côte-Nord. Elle devrait être évaluée dans un contexte de transition vers une option plus structurante et diversifiée comme c'est le cas de l'option 2.

En effet, sans même tenir compte du pétrole à valoriser, dans le futur à l'horizon 2020 ou 2030, selon des estimations d'un rapport interne de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal, la Côte-Nord aurait une demande potentielle de 25 à 50 Bcf/an en gaz naturel, données compilées en fonction des projets annoncés dans le cadre du Plan Nord.

Il s'agirait d'un marché de type « preneur », probablement plus captif, en dehors des prix mondiaux et continentaux, qui permet d'établir un prix négocié de gré à gré avec les clients directement ou un opérateur qui distribuerait ensuite vers ses clients à partir du point désigné. À titre indicatif, la distance entre Port-Menier et Sept-Îles est de seulement 160 km en ligne droite. Malgré une relative faible distance pour cette option, même si une demande réelle se concrétise, la principale contrainte est technico-économique pour l'utilisation de canalisations sous-marines qui risquent de ne pas offrir des prix concurrentiels. Par contre, une évaluation adéquate et chiffrée d'une conduite sous fluviale avec d'autres moyens de transport maritime en mode de gaz comprimé (GNC) ou liquéfié (GNL) est souhaitable. Ce n'est qu'en mettant en relation les coûts, les volumes produits et cette demande future sur la Côte-Nord que nous pourrions établir ce potentiel. Également, une des alternatives à évaluer serait celle de la firme SeaNG, avec son produit de marque « Coselle », qui prétend offrir une alternative aux conduites sous-marines ou au GNL plus coûteux. L'option de transport par navire GNC évite l'obligation de liquéfier en amont (soit par usine GNL fixe ou sur plateforme flottante) mais la quantité transportée par aller-retour est faible, elle serait toutefois rentable sur de courte distance avec plusieurs navires solution simple (Coselle, 2015). Notons que la firme Hoëgh s'était manifestée en juillet 2014 pour utiliser des solutions de barges flottantes au port de Sept-Îles en ce sens (Hoëgh, 2014).

Figure 4.3 Navire SEA NG C25 pour transporter du gaz naturel comprimé (Coselle, 2015)



4.1.2 Option 2 : La demande du Québec couvert par le réseau de distribution

Avec une éventuelle productivité importante des puits en gaz naturel, après 2030, il s'agit possiblement de l'option la plus structurante pour le Québec et son économie, en plus de favoriser une certaine indépendance énergétique. Avec une valorisation du gaz naturel au Québec, c'est toute une nouvelle chaîne de valeur qui se construirait, avec beaucoup plus de valeur ajoutée que les options d'exportation directes, en plus d'avoir un accès à un point d'échange liquide important comme celui de Dawn.

Nous l'avons vu aux sections 1 et 2 du rapport, il y aurait près de 300 PJ à déplacer d'ici 2030 pour répondre à la demande locale au Québec. Toutefois, cette deuxième option est en compétition directe avec les prix du triangle de l'est pour le gaz naturel. Ce prix serait probablement celui de Dawn (4 à 5 CAN\$ selon diverses sources), moins le différentiel sur le transport évité, s'il y a lieu. Selon l'entente entre Gaz Métro et TCPL

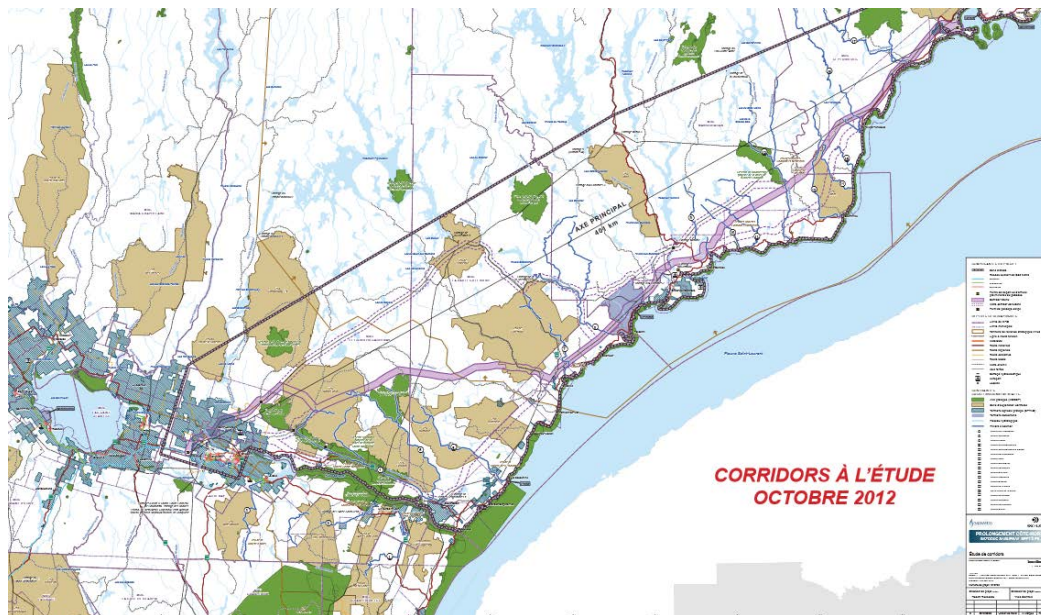
approuvée récemment par l'ONÉ, Gaz Métro pourrait substituer ses approvisionnements actuels à partir de 2030 (Décembre 2014b).

Pour offrir un accès stable au réseau de Gaz Métro, ses clients et éventuellement ouvrir vers de plus grands marchés via Dawn, des investissements importants en infrastructures gazières seraient nécessaires sur le territoire québécois. Ainsi, en plus de nouvelles infrastructures gazières, notons aussi l'importance d'éventuellement devoir investir dans certaines infrastructures existantes d'ici 2030. Également, tel que décrit plus en détail aux sections 1 et 3, au-delà du Québec, il faudrait peut-être même investir pour inverser les sens des flux de transport du gaz naturel dans l'est du Canada, un peu comme ce fut le cas pour le point de Niagara en 2012 plus au sud (ONÉ, Février 2015b).

Pour cette deuxième option, selon les volumes produits sur Anticosti à livrer dans les marchés, les options de transport pourraient théoriquement être par voie terrestre ou maritime. Cependant, la voie terrestre, par canalisation, sous réserve des analyses de coûts et de dimensionnement des conduites, serait possiblement à privilégier en raison de la flexibilité accrue qu'elle pourrait offrir aux producteurs.

D'ailleurs, cette option 2 pourrait être en fait une variante à plus long terme de la première option pour la Côte-Nord pour des promoteurs favorisant un passage par le nord du St-Laurent. La question principale sera de savoir comment rejoindre le plus économiquement possible le réseau de Gaz Métro. Dans le passé, quelques options du sud vers le nord avaient été explorées pour notamment relier la Côte Nord par le réseau de distribution de Gaz Métro à Jonquière, au Saguenay, à environ 600 km. Des corridors d'étude de plus ou moins 450 km pour la partie terrestre avaient été rendus publics en octobre 2012 par Gaz Métro (figure 4.4). Le projet aurait toutefois été jugé non optimal et d'autres options sont présentement à l'étude, notamment en passant par la rive-sud du St-Laurent.

Figure 4.4 Projet pour relier le réseau de Gaz Métro à la Côte-Nord en 2012 (Gaz Métro, 2012).



Aujourd'hui, avec le développement d'une industrie autour du GNL à petite échelle, notamment dans le cadre du développement de la Route Bleue (Figure 1.9 et Annexe 3) déjà discuté dans ce rapport, des investisseurs pourraient également évaluer la possibilité de plutôt utiliser la rive sud du St-Laurent et chercher à intégrer à la possibilité d'exploiter Anticosti dans le futur à partir de Rivière du Loup.

En plus de l'industrie autour du GNL à petite échelle, un autre des éléments nouveaux à évaluer avec cette option 2 est l'alimentation possible du projet de GNL Québec Inc, Énergie Saguenay. En effet, une licence d'exportation vient tout juste d'être accordée par l'Office National de l'Énergie à GNL Québec à la suite du dépôt d'un projet à la fin de 2014 (ONÉ, Août 2015). Notons que dans le cadre de ce projet, de gros investissements en infrastructures gazières « sud vers le nord » sur 650 km seraient requis, « en collaboration

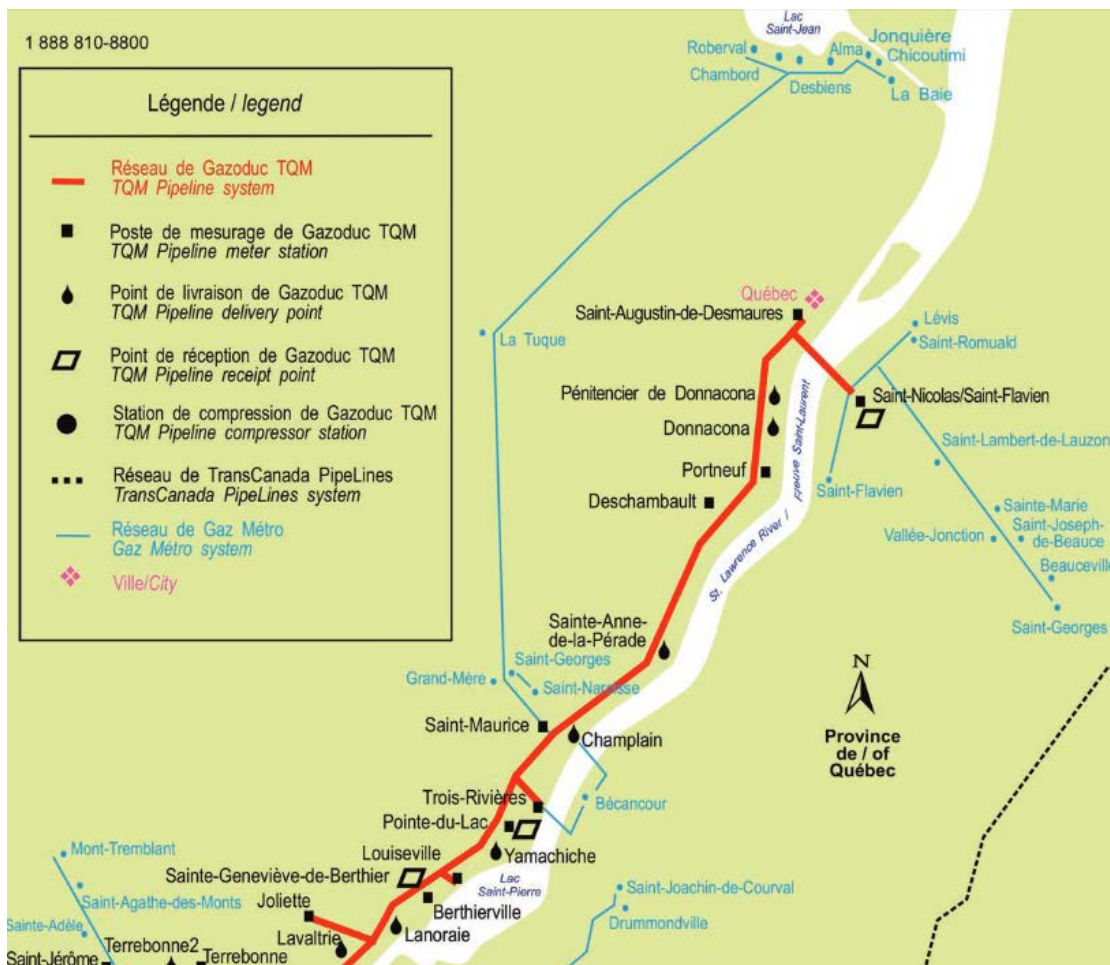
avec Gaz Métro » pour alimenter le port d'exportation de GNL à partir de gaz du triangle de l'est. Si ce projet va effectivement de l'avant, un déplacement de sommes à investir en infrastructures gazières du sud vers le nord du Saguenay, avec un partage des risques différents avec de nouveaux joueurs serait à évaluer. De plus, un autre projet au Saguenay, celui de Sysgaz pour s'intégrer à la route bleu avec notamment du gaz renouvelable serait un autre client potentiel à considérer (Sysgaz, Juillet 2015).

Pour alimenter d'éventuelles usines d'exportation de GNL ou des projets à plus petite échelle comme ceux de Sysgaz au Québec, pour des producteurs de gaz naturel sur Anticosti, l'important sera d'avoir accès aux réseaux de Gaz Métro ou TQM existant. Les analyses des diverses options, par la rive nord ou par la rive sud du St-Laurent sont à évaluer.

Par contre, si des investissements pour raccorder des chaînes de valeur au sud et/ou celui au nord du Saguenay s'effectuaient réellement, le projet Saguenay à lui seul prévoit une capacité de 1,5 Bcf/jour (568 Bcf par an) à exporter s'ajouterait aux volumes prévus en 2030 pour un marché cible de 850 Bcf par an, sans compter la Côte Nord ou en supposant qu'elle serait incluse dans les volumes sur le territoire de Gaz Métro. Le réseau actuel de Gaz Métro vers le Saguenay n'est évidemment pas suffisant pour alimenter le projet Énergie Saguenay, un renforcement majeur du réseau serait nécessaire. À titre d'information, récemment, la Régie de l'énergie approuvait un projet de renforcement du réseau dans sa décision D-2015-118 pour porter à 174 000 m³/heure la capacité du réseau vers le Saguenay, ce qui ne serait qu'un modeste débit.

Toujours pour le marché potentiel du Québec d'ici 2030, une alternative serait d'envisager d'atteindre un point sur le réseau existant de Trans-Québec Maritime (TQM), par canalisation ou par un autre moyen, voir figure 4.5. Dans ce cas, pour rejoindre Lévis par exemple, la distance serait de l'ordre de 900 km.

Figure 4.5 Réseau de Trans Québec Maritime (TQM, 2015)



Sur le réseau de transport existant de Trans Québec Maritime (TQM), nous retrouvons plusieurs actifs d'entreprises québécoises pour lesquelles il faudrait évaluer l'impact sur leurs activités, comme Intragaz à Trois-Rivières à titre d'exemple. Avec de telles distance, près de 1 000 km à partir du nord, l'option de nouvelles canalisations devient peu intéressante si une alternative moins chères existe au sud, à moins de pouvoir « battre » le prix avec le différentiel de l'alternative plus au sud (TCPL SH). Il faudra inclure des évaluations de coûts avec le GNL, qui peuvent dans certains cas être moins élevés qu'avec des canalisations. Le prix cible pour intéresser des acheteurs serait donc celui autour du marché du triangle de l'est.

Notons donc que l'option 2, peu importe le choix des tracés en infrastructures, est celle qui semblent, à première vue, nécessiter le plus d'investissements structurants sur le territoire québécois avec possiblement plus de valeur ajoutée et d'éventuelles retombées économiques tout en favorisant une certaine indépendance énergétique pour le Québec.

4.1.3 Option 3 : La demande des Maritimes

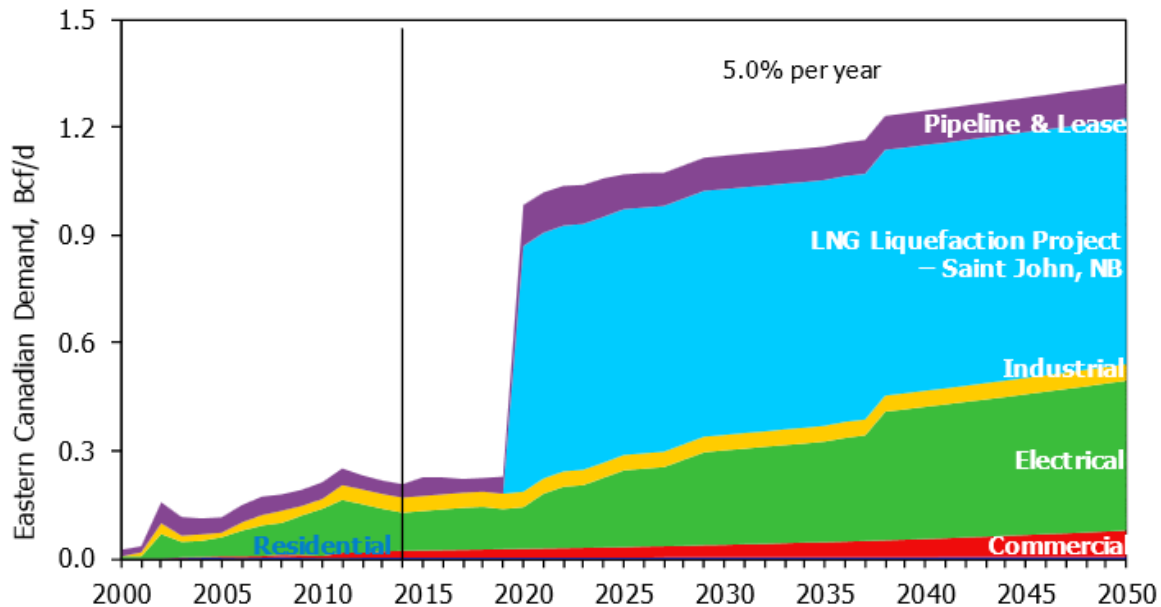
Dans une troisième option, le marché des maritimes pourrait être aussi intéressant à évaluer. La distance est moindre, de l'ordre de 400 km pour un point d'échange dans la région de Moncton au Nouveau Brunswick par exemple. Le réseau de Maritime & Northeast (M&NE), en passant à l'extrémité nord de l'Île du Prince Edward (PEI), sont aussi des marchés possibles. Par rapport au Québec, cependant, les infrastructures en aval sont présentement moins développées et le marché local est de 0,2 Bcf/J (73 Bcf). Selon la quantité disponible sur Anticosti, par canalisation, GNL ou GNC, la valeur du marché des Maritimes vient surtout de la présence des installations de Canaport (propriété de Repsol à 75% et Irving à 25%), à St-Jean au Nouveau Brunswick. Il faut également ajouter les demandes approuvées d'exportation de GNL des sites de Goldboro et Bear Head en Nouvelle-Écosse, un peu plus loin cependant.

Aussi, un accès avec le marché plus serré du Nord-est des États-Unis ajoute une valeur potentielle à cette option. Pour le moment, les prix sont supérieurs à la moyenne continentale dans ce marché, surtout en hiver. Beaucoup d'incertitudes sur les approvisionnements futurs demeurent dans cette région. Notons qu'il y a aussi de la production d'un site de production McCully au Nouveau Brunswick de l'ordre de 8 millions cf/j, qui pourrait doubler d'ici 2019. C'est Corridor Ressources qui exploite ce site, l'un des commanditaires de la société Hydrocarbures Anticosti.

Quelques autres facteurs à considérer, notamment la diminution notable de la production de gaz naturel provenant de l'île de Sable pourrait libérer des capacités de transport pour alimenter certaines infrastructures gazières. La possibilité de modifier le site de regazéification de Canaport (en plus des projets Goldboro et Bear Head) est un élément majeur à suivre dans cette région pour Anticosti : le site actuel est utilisé presque uniquement pour la pointe en hiver. En consultant la demande de conversion de Canaport du site de regazéification en un site de liquéfaction (pour exportation) déposée à l'ONÉ en février 2015, nous voyons que la production potentielle d'Anticosti est considérée. Selon les documents déposés à l'ONÉ lors de la demande, un rapport de Ziff Energy pour le projet Canaport cite le projet Anticosti comme une potentielle source d'approvisionnement de son site de liquéfaction :

Both the Anticosti Island basin and Old Harry prospect could be future potential gas supply sources for East Canadian LNG export markets after exploration and development assessment. (Long-Term Natural Gas Supply and Demand Forecast to 2050, Ziff Energy, page 13)

Figure 4.6 Prédiction de la demande de gaz naturel pour la Nouvelle Écosse et le Nouveau Brunswick (ONÉ, Février 2015)



Toujours en analysant les documents déposés publiquement à l'ONÉ par les promoteurs de la conversion du site de Canaport au Nouveau Brunswick en février 2015, sans Canaport, la demande pour les maritimes passerait de 0,2 Bcf/J à environ 0,3 Bcf/Jours (109 Bcf/an), principalement pour de la production d'électricité, en 2030. Par contre, avec Canaport en liquéfaction, la demande exploserait à 1,3 Bcf/jour, pour 475 Bcf par an, un marché qui serait alors plus gros que celui du Québec, si le site de GNL Québec ne se concrétise pas. Notons que les coûts de conversion pour Canaport seraient, selon diverses sources, de l'ordre de 2 milliards \$ (Bloomberg, 2014).

La plupart de ces projets d'exportation de GNL à partir des maritimes, surtout s'il y en a plusieurs, nécessiteront des investissements en transport pour pouvoir désengorger la région, c'est alors qu'une autre source que celle provenant du continent américain pourrait devenir intéressante. Toutefois, Anticosti n'a pas encore de production alors que les producteurs américains sont peut-être prêts à s'engager à long terme dès maintenant dans ces chaînes de valeur en développement des maritimes.

L'option 3 pour Anticosti est plus incertaine, avec peu de retombée sur le territoire québécois, mais comme certains investisseurs semblent vouloir considérer la production d'Anticosti dans leurs scénarios, il faut l'inclure dans les options à envisager.

Tableau 4.1 Projets répertoriés dans l'est du Canada au premier trimestre de 2015 (IGU, 2015)

Project	Capacity	Status	Latest Company Announced Start Date	NEB Application Status	Operator
Eastern Canada					
Goldboro LNG T1-2	10	Pre-FID	2019-20	Filed	Pierdae Energy
Bear Head LNG T1-6	12	Pre-FID	2019-24	Filed	LNG Limited
Canaport LNG	5	Pre-FID	N/A	Not filed	Repsol
H-Energy LNG T1-3	13.5	Pre-FID	2020	Not Filed	H-Energy
Saguenay LNG T1-2	11	Pre-FID	2020	Filed	GNL Quebec

4.1.4 Option 4 : la demande internationale, incluant l'est des États-Unis

L'autre option à évaluer pour le gaz naturel produit sur l'île d'Anticosti, qui est plus proche des enjeux applicables aux prix mondiaux, comme c'est le cas pour le pétrole, est d'exporter du gaz naturel sur de plus longues distances avec une transformation préalable en GNL ou même en liquides («gas-to-liquids», GTL;

Pour réussir à vendre à cette raffinerie, cependant, le prix du pétrole ne pourra pas être supérieur aux alternatives déjà établies : les importations de la côte est canadienne, d'outre-Atlantique et du continent américain (par pipeline, train et bateau).

Un désavantage à surmonter pour un acheteur québécois pourrait être l'obligation d'avoir à utiliser des navires canadiens, avec équipage canadien, plus chers que les navires internationaux arrivant au Québec. Selon les différentiels de coût, il pourrait ainsi être plus économique d'exporter ce pétrole sur les marchés internationaux, qui n'ont pas d'exigences sur la nationalité des navires et de leur équipage. Aussi, la forte concurrence des pétroles légers issus de la production des shale américains rendra le marché très compétitif.

4.3 Conclusion pour l'île d'Anticosti au Québec

Voici un premier récapitulatif des options les plus intéressantes pour le gaz naturel et pour le pétrole qui y serait produit.

Tableau 4.2. Récapitulatif des options pour Anticosti – Demande potentielle et prix moyens

	Marchés	Gaz naturel 2020-2030	Pétrole 2020-2030		Ventes max. Barils/jour
		Prix moyens \$CAN	Ventes max Gpi ³	Prix \$CAN	
1	Côte-Nord	??	25	85\$	40 000 (production maximale)
2	Québec (et Dawn)	5\$	285/+++		
3	Maritimes (et US)	6\$	73/475		
4	International (GNL)	10\$	+++		
NOTE : Les prix sont à titre indicatif en fonction des tendances actuelles +++ indique un potentiel élevé selon les capacités en transport disponibles vers les sites d'exportation. Source pour le prix moyen du pétrole (WTI) : EIA (2015b)					

À titre indicatif pour les potentiels d'Anticosti, nous reproduisons ici la figure 3.19 déjà présentée à la section 3, donnant un aperçu des options de transport techniques du gaz naturel qui devront être analysés avec les quatre options pour les points d'échange pour chacun des marchés potentiels (volumes) et des distances (km) à parcourir. Les tarifs finaux de transport détermineront les potentiels réels technico-économiques pour chacune des options dans un contexte de concurrence.

Pour le gaz naturel, plus difficile à transporter que le pétrole sur de longue distance, les promoteurs d'Anticosti doivent analyser en détail chacune des options pour espérer approcher des clients potentiels.

Sans bénéficier d'études économiques détaillées pour évaluer les coûts en infrastructures de transport dans le cadre de ce rapport, qui sont essentielles à l'établissement de la compétitivité de la ressource à plus long terme, l'option 2, soit celle de valoriser les hydrocarbures d'Anticosti en passant par le marché du Québec, semble être celle qui offre le plus d'options avec moins de risque pour les investisseurs.

De plus, au-delà du risque de marché pour les investisseurs, l'option 2 favorise l'indépendance énergétique du Québec, la création de nouvelles chaînes de valeur complètes et un plus fort potentiel de retombées structurantes pour son économie.

5. CONCLUSION

Le marché des hydrocarbures au Québec, bien qu'actuellement alimenté par des ressources entièrement importées, bénéficie d'acteurs locaux importants. Autant en pétrole qu'en gaz naturel, les acteurs québécois des hydrocarbures sont bien installés. Les deux raffineries québécoises sont très dynamiques et la pléiade d'entreprises actives en pétrochimie et en distribution de produits pétroliers raffinés (PPR) contribue à l'économie du Québec. De leur côté, Gaz Métro et les autres acteurs du gaz naturel développent le secteur, notamment à travers des projets de conversion au gaz naturel et de liquéfaction du gaz naturel.

La demande locale en PPR et gaz naturel, qui représente environ 50% des besoins énergétiques du Québec, pourrait donc représenter un marché potentiel interne intéressant pour une éventuelle production québécoise. Les prévisions de cette demande locale, si elles envisagent une stagnation de la demande de PPR, indiquent une croissance de la consommation de gaz naturel. Des tendances similaires se dessinent pour l'Amérique du Nord, tandis que pour le monde, une croissance de la demande dans les deux secteurs est envisagée. Ainsi, autant à l'interne qu'à l'externe, la demande de pétrole et de gaz naturel pourrait représenter des débouchés potentiels.

Cependant, la plupart des prévisions excluent les contraintes climatiques. L'analyse de ces contraintes pour le Québec indique que d'ici 2050, si les cibles de réduction des GES sont atteintes, la consommation de gaz naturel pourrait se maintenir au niveau de 2013 à condition que la consommation de PPR pour des usages énergétiques disparaissait complètement. Cela laisserait tout de même la place à une consommation de pétrole de près de 40 000 barils par jour, pour des usages non-énergétiques (asphalte, pétrochimie, etc.). Cela constituerait cependant un changement majeur par rapport au marché québécois actuel d'environ 350 000 barils par jour, où les usages énergétiques dominent. Au niveau international, sous contraintes climatiques, la demande de pétrole chuterait aussi, tandis que celle de gaz naturel serait toujours en croissance.

L'analyse plus détaillée des marchés externes qui seraient accessibles aux hydrocarbures québécois révèle cependant des obstacles importants. Le premier est le bas niveau des prix des hydrocarbures observés en 2015, et projetés jusqu'en 2030. Autant pour le gaz naturel, liquéfié ou non, que pour le pétrole et les liquides de gaz naturel (principalement l'éthane, le propane et le butane), les prévisions de prix restent basses – même sans prendre en compte les contraintes climatiques à venir. Dans un monde où la demande en hydrocarbure serait limitée par les contraintes climatiques, les prix seraient vraisemblablement encore plus bas. Ces bas prix sont la résultante d'une offre abondante d'hydrocarbures aux États-Unis et à travers le monde.

Un second obstacle est la nécessité de construire des infrastructures pour transporter les hydrocarbures produits, dans des régions québécoises qui sont, pour la plupart, dépourvues d'infrastructures de transport de pétrole et de gaz naturel. Bien que très partiellement documenté dans le cadre de ce rapport, le coût de ces infrastructures représente un obstacle supplémentaire à l'atteinte des marchés, internes et externes, pour l'éventuelle production québécoise d'hydrocarbures.

Malgré ces obstacles importants, et malgré la présence de contraintes sur les émissions de gaz à effet de serre, à plus court terme, il pourrait y avoir des marchés de niche pour les hydrocarbures québécois, s'ils pouvaient être produits et livrés de manière compétitive aux clients. D'ici 2030 par exemple, une liquéfaction sur ou près des sites de production de gaz naturel pourrait être compétitive avec les PPR actuellement utilisés dans certaines régions (Côte-Nord ou Gaspésie par exemple). Un pétrole québécois, s'il était produit à des coûts comparables à ceux des autres producteurs, pourrait aussi trouver sa place dans les raffineries québécoises ou mondiales. Même en réduisant nos émissions de gaz à effet de serre de 80% d'ici 2050, une consommation d'au plus 40 000 barils de pétrole pourrait subsister au Québec – pour des usages non-énergétiques, tels que pour l'asphalte ou la pétrochimie. Les raffineries québécoises, d'une bien plus grande capacité, devraient évidemment se transformer parce qu'elles seraient sur-calibrées et mal adaptées pour ce type de production. De même, 200 PJ par an (5,2 milliards de m³ ou 183 Bcf) de gaz naturel pourraient toujours être consommés en 2050, par exemples en industrie ou dans les commerces. Si ces hydrocarbures étaient québécois, l'économie de la province ne s'en porterait que mieux.

6. RÉFÉRENCES

- ACC (2013) *Aspect économique du raffinage du pétrole - Comprendre le secteur de la transformation du pétrole brut en carburants et autres produits à valeur ajoutée*, Ottawa: Association Canadienne des carburants.
- AIE (2010) *Natural Gas Liquids - Supply Outlook 2008-2015*, Oil Industry and Markets Division, Paris: Agence internationale de l'énergie.
- AIE (2013) *World Energy Outlook 2013*, Paris : Agence internationale de l'énergie.
- AIE (2014) *World Energy Outlook 2014*, Paris : Agence internationale de l'énergie.
- AIE (2015) "Energy balances", Energy Projections for IEA Countries (base de données). DOI: <http://dx.doi.org/10.1787/data-00473-en>, (Extrait le 17 août 2015), Paris : Agence internationale de l'énergie.
- API American Petroleum Institute (2014) *Understanding Natural Gas Markets*, Report prepared by The Brattle Group and principal authors Steven Levine, Paul Carpenter, & Anul Thapa with acknowledgment of contribution by Evan Klein and Joy Nkosi, <http://www.api.org/~media/files/oil-and-natural-gas/natural-gas-primer/understanding-natural-gas-markets-primer-low.pdf>
- AQP (2015) *Répertoire des membres*, Granby : Association québécoise du propane. Page web consultée le 4 juin 2015. <http://propanequebec.com/repertoire-membres/>
- Australian Financial Review (Juillet 2015) Woodside Petroleum revenues hit by LNG price plunge. Par Angela MacDonald-Smith. Updated July 16 2015 at 6:54 PM. <http://www.afr.com/business/energy/oil/woodside-petroleum-revenues-hit-by-lng-price-plunge-20150715-qidcul>
- Ben Mills et Jynto (2015) « Octane-3D-balls-B »— Derivative of File:Butane-3D-balls.png, itself a derivative of File:Propan-1-ol-3D-balls.png. Sous licence Domaine public via Wikimedia Commons - <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Octane-3D-balls-B.png#/media/File:Octane-3D-balls-B.png>
- Bloomberg (2014) *Repsol said to seek 2 bln LNG plant amid ukraine crisis*. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-05-20/repsol-said-to-seek-2-bln-lng-plant-amid-ukraine-crisis> par Esteban Duarte, 20 mai, 2014.
- BP (2015) *Energy Outlook 2035*, London: BP p.l.c. <http://www.bp.com/energyoutlook>
- CAPP (2014) *Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry*, Technical report, April 2015, Calgary: Canadian Association of Petroleum Producers.
- CAPP (2015) «Oil and Gas 101: Petroleum Products», *Revue Context*,. Canadian Association of Petroleum Producers. Volume 3, Issue 2. 20 pages. <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/262007>
- CEPA (2015a) *Pipelines de liquides*, Ottawa : Canadian energy pipeline association/ Association canadienne de pipelines d'énergie. Page web consultée le 2 juin 2015. <http://www.cepa.com/fr/a-propos-des-pipelines/types-de-pipelines/pipelines-de-liquides>
- CEPA (2015b) *Les gazoducs*, Ottawa : Canadian energy pipeline association/ Association canadienne de pipelines d'énergie. Page web consultée le 2 juin 2015. <http://www.cepa.com/fr/a-propos-des-pipelines/types-de-pipelines/pipelines-de-liquides>
- CERI (2012) *Natural Gas Liquids In North America: Overview and Outlook to 2035*, CERI Study No. 130, Calgary: Canadian Energy Research Institute.
- CERI (2014) *Natural Gas Liquids (NGLs) In North America: An Update*, CERI Study No. 139, Calgary: Canadian Energy Research Institute.
- Cheniere Energy (2015) Annual Report 2014. Corporate Presentation. July 2015. <http://phx.corporate-ir.net/External.File?t=1&item=UGFyZW50SUQ9NTg1ODQzfENoaWxkSUQ9Mjk0ODk5FR5cGU9MQ>

- Chevron Phillips Chemical Company (Extrait le XX 2015) Product Lines. <http://www.cpchem.com/en-us/products/pages/default.aspx>
- CIMA (2002) «Identification du potentiel d'amélioration d'efficacité électrique en grande entreprise», *Rapport d'étude, version finale Hydro-Québec – grandes entreprises*, Demande R-3473-2001, Montréal : CIMA.
- CREATE (2015) *Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec* – Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie, Université Laval, 26 janvier 2015.
- Cocklin, J. (2015) *Gulfport Shifting to Dry Gas on Slumping Liquids Prices*. NGI. The Weekly Gas Market Report. Utica Shale Daily Publié le 7 May 2015. <http://www.naturalgasintel.com/articles/102243-gulfport-shifting-to-dry-gas-on-slumping-liquids-prices>
- Coeffiscience (2014) *Diagnostic sectoriel – Portrait et évolution de l'industrie de la chimie, de la pétrochimie, du raffinage et du gaz*. http://www.chimie.qc.ca/documents/Rapport_Diagnostic_Sectoriel_2014.pdf
- Coselle (2015) CNG Ship: Discover the economic benefits of Sea NG for your needs <http://www.coselle.com>
- Downey M. (2009) *Oil 101*, Wooden Table Press.
- Elderman (2015) *Trust Barometer*. <http://www.edelman.com/2015-edelman-trust-barometer/>
- EIA (2013) *International Energy Outlook 2013*, Washington: Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>
- EIA (2013b) *Carbon Dioxide Emissions Coefficients*, Washington: Energy Information Administration. http://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.cfm
- EIA (2014) *International Energy Outlook 2014*, Washington: Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>
- EIA (2015a) *Energy calculators*, Washington: Energy Information Administration. http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about_energy_conversion_calculator-basics
- EIA (2015b) *Annual Energy Outlook 2015*, Washington: Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/forecasts/AEO>
- EIA (2015c) *U.S. Natural Gas Plant Liquids and Liquefied Refinery Gases Supply and Disposition*, Washington: Energy Information Administration.
- EIA (2015d) «Growing U.S. HGL production spurs petrochemical industry investment», *Today in energy*, January 29, 2015, Washington: Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19771#>
- EIA (2015) *Natural Gas Weekly - Update for week ending May 20, 2015*, Washington: Energy Information Agency. Page web consultée le 8 juin 2015. http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2015/05_21/index.cfm
- EIA (Août 2015) *Henry Hub Natural Gas Price*. Washington. Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>
- Environnement Canada (2011) *Évaluation préalable - Approche pour le secteur pétrolier*. Ottawa : Environnement Canada et Santé Canada. <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=82F527F8-1#a12>
- Environnement Canada (2015) *Rapport d'inventaire national 1990-2013: Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, partie 2, Gatineau : Environnement Canada.
- Favennec J.-P. (1998) *Le raffinage du pétrole – Tome 5 Exploitation et gestion de la raffinerie*, Publication de l'Institut français du pétrole, Paris: Éditions Technip.
- Gas Alberta (Août 2015) *Prévisions pour ses clients selon diverses sources sur son site WEB*. Gas Alberta Inc. <http://www.gasalberta.com/pricing-market.htm>

- GasCities (Extrait en août 2015) Integrated Communities Optimizing Natural Gas Utilization.
<http://www.gascities.com/html/products-process.html>
- Gaz Métro (Consulté en août 2015) - Site de Gaz Métro Solution Transport. <http://www.gazmetro.com/>
- Gaz Métro (2013) *Le gaz naturel pour les industries dans les régions non desservies et le transport des marchandises*. Sept-Îles, 27 Septembre 2013. Mémoire présenté à la commission sur les enjeux énergétique du Québec.
http://www.corporatif.gazmetro.com/data/media/memoire_gnl_gmst_final.pdf?culture=fr-ca
- Gaz Métro (2012) *Corridor à l'étude dans le cadre du Plan Nord*. Octobre 2012.
<http://www.gazmetro.com/nord/sites/default/files/Plan%20Nord%20Gaz%20Metro.pdf>
- Genscape (2015) *NGLs Week Publication - Overview*, Louisville: Genscape.
http://www.genscape.com/solutions/chemical-npls/npls-week#tabs-Overview_panel
- George, D-L, & Bowles, E-B (2011) - Shale Gas Measurement and Associated Issues. Pipeline and Gas Journal, Publié en juillet 2011, Vol 238. No 7. <http://www.pipelineandgasjournal.com/shale-gas-measurement-and-associated-issues>
- Gevo (2011) Gateway to Renewable Chemicals and Hydrocarbon Fuels. Corporate Update.
<http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1392380/000119312511176342/dex991.htm>
- Gouvernement du Québec (2013) L'accès aux ressources pétrolières Nord-Américaines : Importance économique et enjeux environnementaux du projet d'inversion de la ligne 9B d'Enbridge. Rapport du comité conjoint Québec-Alberta. Novembre 2013.
- Gouvernement du Québec (2015) Le Québec adhère au Protocole d'accord sur le leadership climatique mondial (Under 2 MOU), communiqué de presse, 8 juillet 2015, Québec : Gouvernement du Québec.
- Herrmann L., Bloomfield M., Corbett P., Yoshida S., Sankey P., Richardson S., Todd R., Urban M., Hirjee J., Hurd D. et Kushnir P. (2013) *Oil & Gas for Beginners*, London: Deutsche Bank Markets Research.
- Hoëgh (2014) *Projet gazier à Sept-Îles: un promoteur norvégien se manifeste*. Par Jean-François Codère. La Presse. Publié le 31 juillet 2014 à 06h31. <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201407/31/01-4788108-projet-gazier-a-sept-iles-un-promoteur-norvegien-se-manifeste.php>
- IBIS World (2015) *Burning bright: key buying industries will increase demand, supporting revenue growth*. IbisWorld Industry Report 32511CA, Petrochemical Manufacturing in Canada, February 2015 by Gavan Blau.
- IBIS World (2015) *Crude awakening : New extraction technology drives growth, but volatile prices pose a threat*. IbisWorld Industry Report 21111CA, Oil Drilling & Gas Extraction in Canada, January 2015 by James Crompton.
- IBIS World (2014) *Fuelling up: As industrial production picks back up, demand for petroleum products will rise*. IbisWorld Industry Report 32411CA, Petroleum Refining in Canada, April 2014 by David Yang.
- IHS (2014) *Study to Evaluate Value-Added Market Opportunities for Natural Gas Liquids (NGLs) Produced in North Dakota*, Final non-confidential report, Douglas County: IHS.
- IRIS (2013) *Projet d'oléoduc de sables bitumineux "ligne 9B" : le Québec à l'heure des choix*. Note économique de l'Institut de recherche et d'informations socio-économiques (IRIS). Septembre 2013.
<http://iris-recherche.gc.ca/wp-content/uploads/2014/07/Note-p%C3%A9trole-WEB-03.pdf>
- IFP (2015) *Le pétrole*, Rueil-Malmaison : IFP Énergies nouvelles. site web consulté le 1^{er} juin 2015.
<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/Le-petrole>
- IGU/UiG (2014) World LNG Report – 2014 Edition. International Gas Union/Union Internationale du Gaz.
http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20-%20World%20LNG%20Report%20-%202014%20Edition.pdf

- IGU/UIG (2015) – World LNG Report – 2015 Edition – Paris World Gas Energy Edition. International Gas Union/Union Internationale du Gaz. Rapport Publié le 3 juin 2015.
http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf
- ISQ (2015) *Banque de données des statistiques officielles sur le Québec*, Québec : Institut de la statistique du Québec.
- KPMG-SECOR (2014) *Estimation des besoins pour la période 2015-2030 en gaz naturel au Québec et offre potentielle du territoire - Avis économique*, Rapport final 2 septembre 2014, Gaz Métro – Gazifère – 1, Document 1, Avis sur les approvisionnements en gaz naturel, R-3900-2014, Montréal : KPMG.
- Leffler, W.L. (2014) – *Natural Gas Liquids: A Nontechnical Guide*. Penn Well Corporation. Tulsa, Oklahoma, USA. ISBN 1-59370-3244. <http://www.pennwellbooks.com/natural-gas-liquids-a-nontechnical-guide/>
- Liberté (Juillet 2015) *Une guerre de prix du gaz n'est pas à écarter*. Par Khaled Remouche. Liberté. Algérie. Actualité du 30 juillet 2015. Extrait via HEC Montréal Bibliothèque Myriam & J.-Robert Ouimet de Publi-C news 20150730-CLG-031.
- Maritimes & Northeast (2015). Adapté de la carte sur le site. <http://www.mnpp.com/canada/map>
- Marschang, R., Lee, S., Hewi, A., & Moeller T. (2014) – *Export of Marcellus Shale Gas*. University of Pennsylvania. Penn Libraries. http://repository.upenn.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1058&context=cbe_sdr
- Martin B. (2014) *Western Canadian NGL Fractionation Outlook*, presentation at the Keyera NGL Conference and Petrochemical Seminar, September 30, 2014.
- MERN (2014) *Prévision de la demande d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre - Modèle ENERGES*, présentation, Québec : Ministère de l'énergie et des ressources naturelles.
- Natural Gas Intelligence (Août 2015) *Canada's NEB OKs Two East Coast LNG Exporters*. Par Joe Fisher and Gordon Jaremko, publié le 17 août, 2015. <http://www.naturalgasintel.com/articles/103339-canadas-neb-oks-two-east-coast-lng-exporters>
- Office des hydrocarbures extracôtiers (Juin 2015) *Rapport annuel 2014-2015*, Canada-Terre-Neuve et Labrador. Déposé le 26 juin.
- ONÉ (2009) *Avenir énergétique du Canada - Évolution de l'infrastructure et enjeux à l'horizon 2020 - Évaluation du marché de l'énergie*, Calgary : Office national de l'énergie.
- ONÉ (2013) *Avenir énergétique du Canada en 2013 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 - Évaluation du marché de l'énergie*, Calgary : Office national de l'énergie.
- ONÉ (Décembre 2014a) - *Aperçu du marché : Prix élevés soutenus dans le marché gazier distinct des Maritimes*. Publié le 11 décembre 2014, extrait le 30 mai 2015. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2014/12-02mrtmngmrkt-fra.html>
- ONÉ (Décembre 2014b) – *Demande visant les droits et le Tarif pour la période 2015-2030. Motif de la Décision – Office nationale de l'énergie*, Dossier RH-001-2014. ISBN-978-1-100-25322-0. https://docs.neb-one.gc.ca/lleng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2585806/2585804/Motifs_de_d%C3%A9cision_RH-001-2014_-_A4G2G4.pdf?nodeid=2585319&vernum=1
- ONÉ (Octobre 2014) - *Aperçu du marché : Importations de GNL par camion*. Publié le 30 octobre 2014, extrait le 30 mai 2015. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2014/10-03lngtrck-fra.html>

- ONÉ (Octobre 2014b) – *Projet du réseau principal est*. Demande de Trans Canada Pipeline, Dossier 2543078 déposé le 30 octobre 2014. <http://www.one-neb.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/strnmnl/index-fra.html#s1>
- ONÉ (Mai 2014) - *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada : 2014-2016*. Dans sa série de rapports sur l'évaluation du marché de l'énergie. Mai 2014. ISSN : 1910-779X <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/ntrlgsdlvrblty20142016/ntrlgsdlvrblty20142016-fra.pdf>
- ONÉ (Avril 2014) – *Le réseau pipelinier du Canada*. Dans sa série de rapports sur l'évaluation du marché de l'énergie. Avril 2014. ISSN: 2292-6909. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprtn/2014/2014trnsprtnsssmnt-fra.pdf>
- ONÉ (2014) *Canada's Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035 - Natural Gas Liquids Outlook Highlights* (<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/tr/archive/2011/fctshntrlgsld-eng.html>)
- ONÉ (Avril 2015) - *Supplément Avenir énergétique du Canada : facteurs de sensibilité de la demande*. Dans la série sur l'évaluation du marché de l'énergie. ISSN : 2369-1484. Avril 2015. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/tr/2015/2015nrgfr-fra.pdf>
- ONÉ (Mars 2015a) *Aperçu du marché - Goût plus marqué des raffineries du pays pour le pétrole brut canadien*. Publié le 19 mars 2015, extrait le 30 mai 2015. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/03-03pptdmstccrdl-fra.html>
- ONÉ (Mars 2015b) *Aperçu du marché : Projets canadiens de GNL confrontés à un marché mondial concurrentiel*. Publié le 5 mars 2015, extrait le 30 mai 2015. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/03-01cndnlng-fra.html>
- ONÉ (Février 2015) - *Application for a Licence to Export and Import*. Déposée le 15 février 2015. (A66038) – par Saint John LNG Development Company Ltd.
- ONÉ (Février 2015) – *Dynamique du marché de l'énergie au Canada: Revue de 2014*. Dans la série sur l'évaluation du marché de l'énergie. ISSN : 2292-8316. Février 2015. <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/dnmc/2014/2014nrgdnmc-fra.pdf>
- ONÉ (Février 2015a) - *Aperçu du marché : Les installations de GNL à petite échelle sont situées à des endroits stratégiques pour répondre à la demande intérieure de GNL en émergence*. Publié le 24 février 2015, extrait le 30 mai 2015. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/02-03lng-fra.html>
- ONÉ (Février 2015b) – *Aperçu du marché : Les pipelines acheminent davantage de gaz naturel des États-Unis vers le Québec et l'Ontario*. Publié le 5 février 2015, extrait le 30 mai 2015. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/02-01gsflw-fra.html>
- ONÉ (Janvier 2015) - *Aperçu du marché - Les exportations canadiennes de gaz naturel en 2014 devraient tomber à leur niveau le plus bas depuis 1994*. Publié le 15 janvier 2015, extrait le 30 mai 2015. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/01-01ngxprt-fra.html>
- ONÉ (2015) Calculatrice de conversion pour les unités d'énergie, Calgary : Office national de l'énergie. Site web. <http://www.one-neb.gc.ca/nrg/tl/clcltr/clctr-fra.html>
- ONÉ (Juin 2015) *Productibilité à court terme du gaz naturel au Canada 2015-2017*. Dans sa série de rapports sur l'évaluation du marché de l'énergie. Juin 2015. ISSN: 1910-779X. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/ntrlgsdlvrblty20152017/ntrlgsdlvrblty20152017-fra.html>
- ONÉ (Août 2015) *Décision dans la demande de licence pour l'exportation de gaz naturel liquéfié*. Par GNL Québec dans le cadre du dossier déposé le 27 octobre 2014. Texte de la décision rendue le 27 août 2015. OF-EI-Gas-GL-G417-2014-01 01.
- ONÉ et Bureau de la concurrence (Avril 2014) *Examen du marché du propane - Rapport final présenté au ministre des Ressources naturelles et au ministre de l'Industrie*, 30 avril 2014. (<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgsld/rprt/2014/2014prpn-fra.html>)
- ParaChem (2015) *La chaîne du polyester*, Montréal-Est : ParaChem, Page web consultée le 24 août 2015. <http://www.parachem.ca/la-chaine-du-polyester>

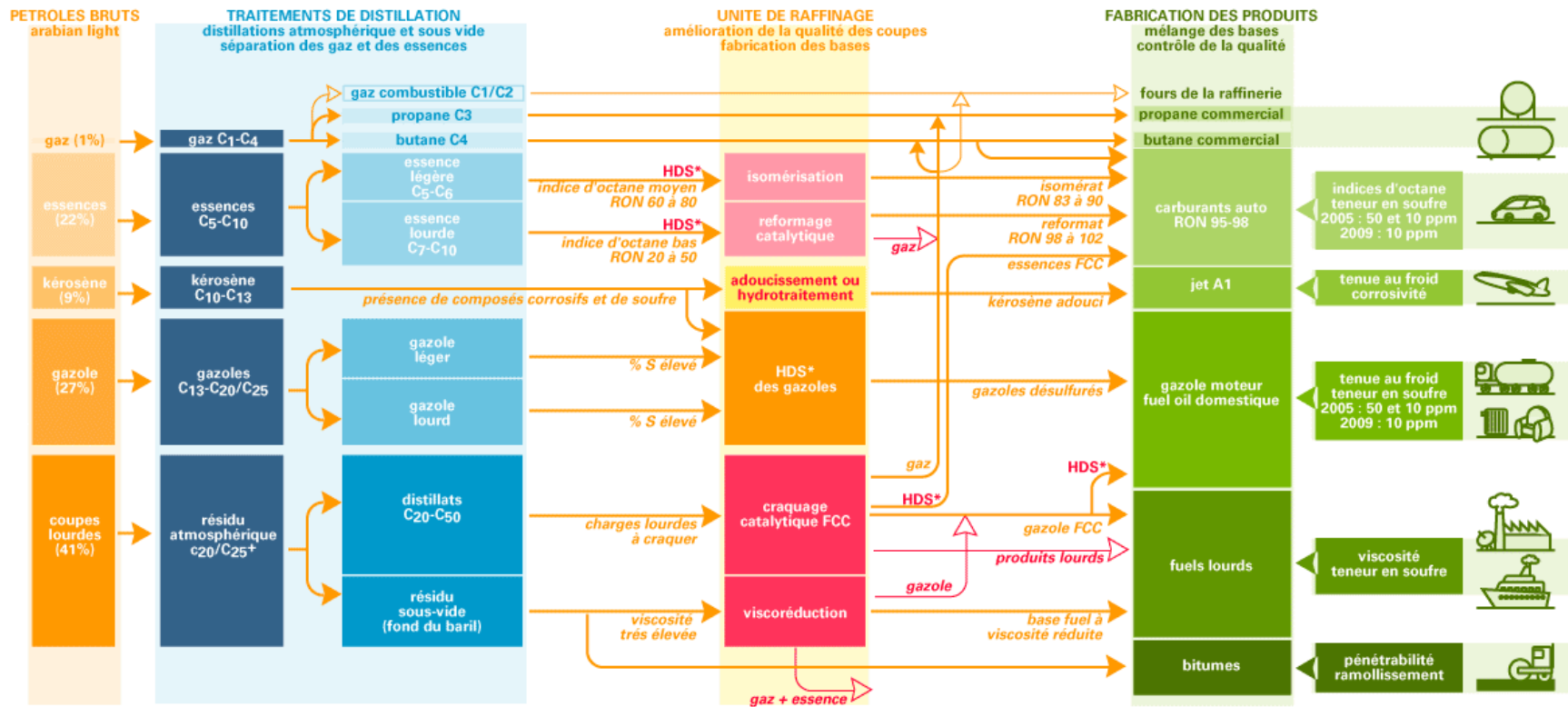
- Parlement du Canada (2012) *L'état actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada*, Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes du Canada. Document en ligne
<http://www.parl.gc.ca/HousePublications/Publication.aspx?DocId=5499677&Mode=1&Parl=41&Ses=1&File=30&Language=F>
- Plourde, A. (2015) *Évolution des conceptions du rôle du gaz naturel canadien aux États-Unis*. Energy Regulation Quarterly. Juin 2015, Volume 3, numéro 2.
<http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/articles/changing-views-of-the-role-of-canadian-natural-gas-in-the-united-states#sthash.G5VkbAo8.dpbs>
- Power Source (2015) *Sinking oil prices also hitting the market for natural gas liquids ethane*. By Stephanie Ritenbaugh, 17 février. <http://powersource.post-gazette.com/powersource/companies-powersource/2015/02/17/Sinking-oil-prices-also-hitting-the-market-for-natural-gas-liquids-ethane/stories/201502130160>
- PTNI (2015) *Nos pipelines*, Richmond Hill : Pipelines Trans-Nord Inc. Page web consultée le 5 juin 2015. <http://www.tnpi.ca/fr/our-pipelines/>
- Régie de l'énergie (2014) *Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes*, Dossier R-3900-2014, Avis A-2014-01. http://www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/Avis_A-2014-01.pdf
- Régie de l'énergie (2014b) *Liste au 28 novembre 2014 des distributeurs visés par le chapitre VI.3 de la Loi sur la Régie de l'énergie ayant déposé une déclaration à la Régie*, Montréal : Régie de l'énergie.
- Régie de l'énergie (2015) *Portrait du marché québécois de la vente au détail d'essence et de carburant diesel - Recensement des essenceries en opération au Québec au 31 décembre 2013*, Montréal : Régie de l'énergie.
- Régie de l'énergie (Juillet 2015) *Décision D-2015-118. Demande relative à des projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay*. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/296/DocPrj/R-3919-2015-A-0022-Dec-Dec-2015_07_22.pdf
- Régie de l'énergie (Mai 2015) *Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en périodes de pointe*. Dossier R-3925-2015. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/309/DocPrj/R-3925-2015-B-0001-Demande-Dec-2015_05_06.pdf
- Régie du bâtiment (2015) *Liste des titulaires d'un permis d'utilisation d'équipements pétroliers à risque élevé*, 29 mars 2015, Montréal : Régie du bâtiment.
- RN Canada (2014) *Cahier d'information : Les marchés de l'énergie, 2014–2015*, Ottawa : Ressources naturelles Canada.
- RN Canada (2015) *Prix moyens du propane automobile au détail (les dernières 52 semaines)*, Ottawa : Ressources naturelles Canada. Page web consultée le 20 août 2015. http://www2.nrcan.gc.ca/eneene/sources/pripri/prices_bycity_f.cfm?PriceYear=2013&ProductID=6&LocationID=31,28,77,30,79,80
- RN Canada (2015b) *Le gaz naturel liquéfié*. Ottawa : Ressources naturelles Canada. <http://www.nrcan.gc.ca/energie/gaz-naturel/5680>
- RN Canada (2015c) *Base de données complète sur la consommation d'énergie*. Ottawa : Ressources naturelles Canada.
- Seddon, D. (2006) – *Gas Usage & Value: The Technology and Economics of Natural Gas use in the Process Industries*. Penn Well Corporation. Tulsa, Oklahoma, USA. ISBN 1-59370-073-3. <http://www.pennwellbooks.com/gas-usage-value/>
- Statistique Canada tableau CANSIM 128-0012 *Disponibilité et écoulement des liquides de gaz naturel, annuel (Mégalitres)*.

- Statistique Canada tableau CANSIM 129-0002 Arrivages et utilisation du gaz naturel, mensuel (Mètres cubes).
- Statistique Canada tableau CANSIM 134-0001, *Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel (Mètres cubes)*.
- Statistique Canada tableau CANSIM 134-0004, *Statistiques des produits pétroliers raffinés, mensuel (Mètres cubes)*.
- Statistique Canada (2013) *Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés au Canada*. Division de la fabrication et de l'énergie – Section Énergie. Avril 2013. http://publications.gc.ca/collections/collection_2013/statcan/45-004-x/45-004-x2013004-fra.pdf
- Statistique Canada (2015) *Tableau 128-0016 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules annuel (petajoules)*, Ottawa : Statistique Canada.
- Sysgas (Juillet 2015) *Projet Solution GNL renouvelable*. Newswire. Publié le 8 juillet 2015. <http://www.newswire.ca/news-releases/le-corridor-regional-du-saguenay-lac-saint-jean---le-tout-premier-reseau-de-gaz-naturel-liquefie-renouvelable-alimente-a-partir-dusines-de-petite-capacite-518044311.html> et <http://www.sysgaz.com/?lang=fr>
- Talisman (Mai 2015) *Talisman Announces Completion of the Acquisition by Repsol*. Communiqué de presse. Talisman Energy Inc. <http://talismanenergy.mwnewsroom.com/press-releases/talisman-announces-completion-of-the-acquisition-by-repsol-tsx-tlm-201505081006106001>
- Trans Québec Maritime (2015) *Site WEB de TQM, carte version 2014*. <http://www.gazoductqm.com/fr/>
- TRNEE (1999) *Possibilité d'ajouter à un programme national d'échange de droits d'émission des sources d'émissions de GES qui ne proviennent pas de la combustion*, Ottawa : Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie.
- Union Gas (2015) *Dawn area maps*, Page web consultée le 11 août 2015. <https://www.uniongas.com/storage-and-transportation/about-dawn/dawn-area-maps>.
- Whitmore J. et Pineau P.-O. (2014) *État de l'énergie au Québec – 2015*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, Montréal : HEC Montréal.
- World Bank (2015) *World Bank Commodities Price Forecast (nominal US dollars)*, Released: July 20, 2015, Washington: The World Bank

7. ANNEXES

Annexe 1. Les étapes du raffinage (IFP, 2014)

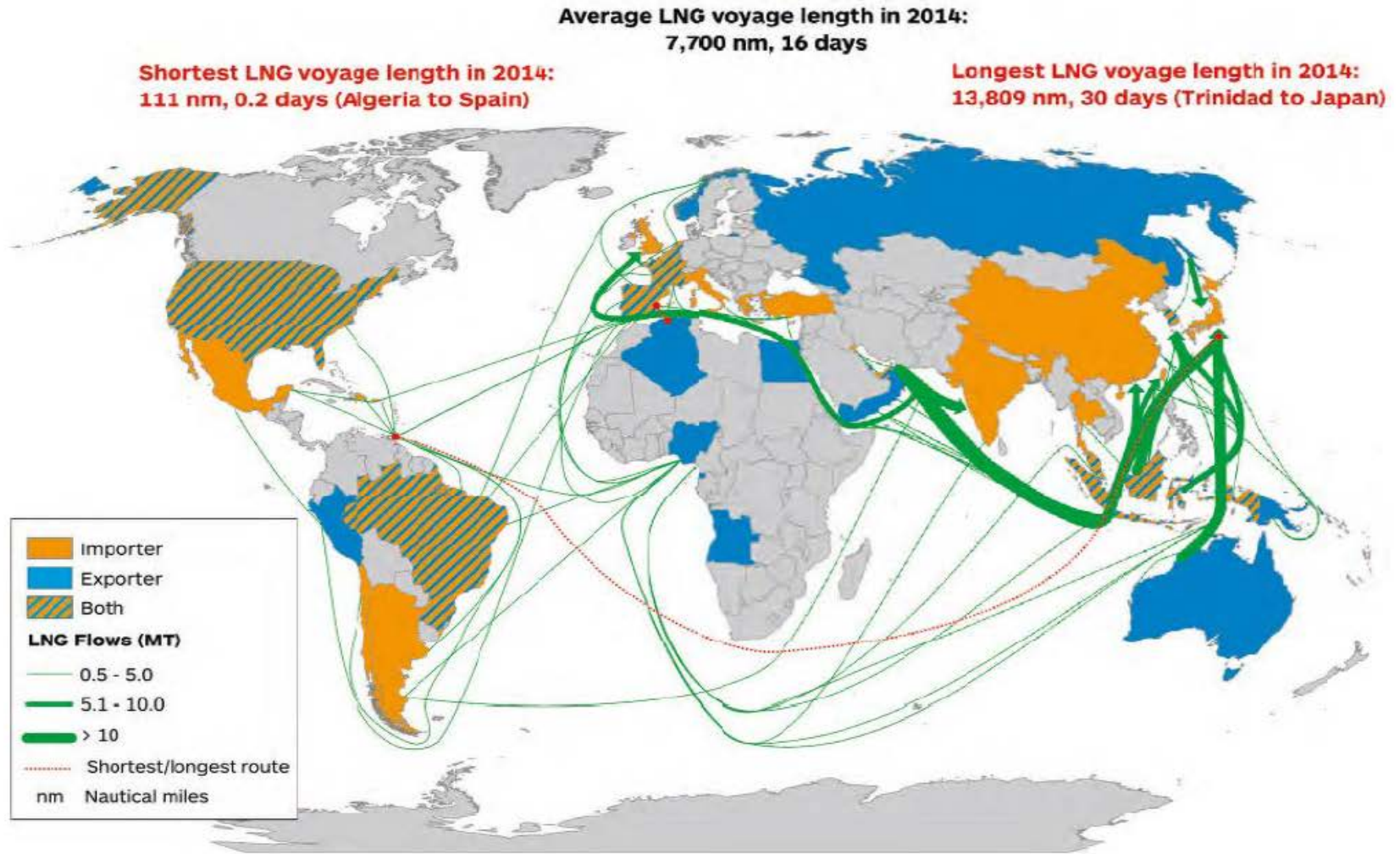
Schéma de principe du raffinage



© 2004 ENSPM formation industrie - IFP training

HDS* : hydrosulfuration : élimination du soufre par l'hydrogène

Annexe 2. Principales routes de GNL en 2014 (IGU, 2015)



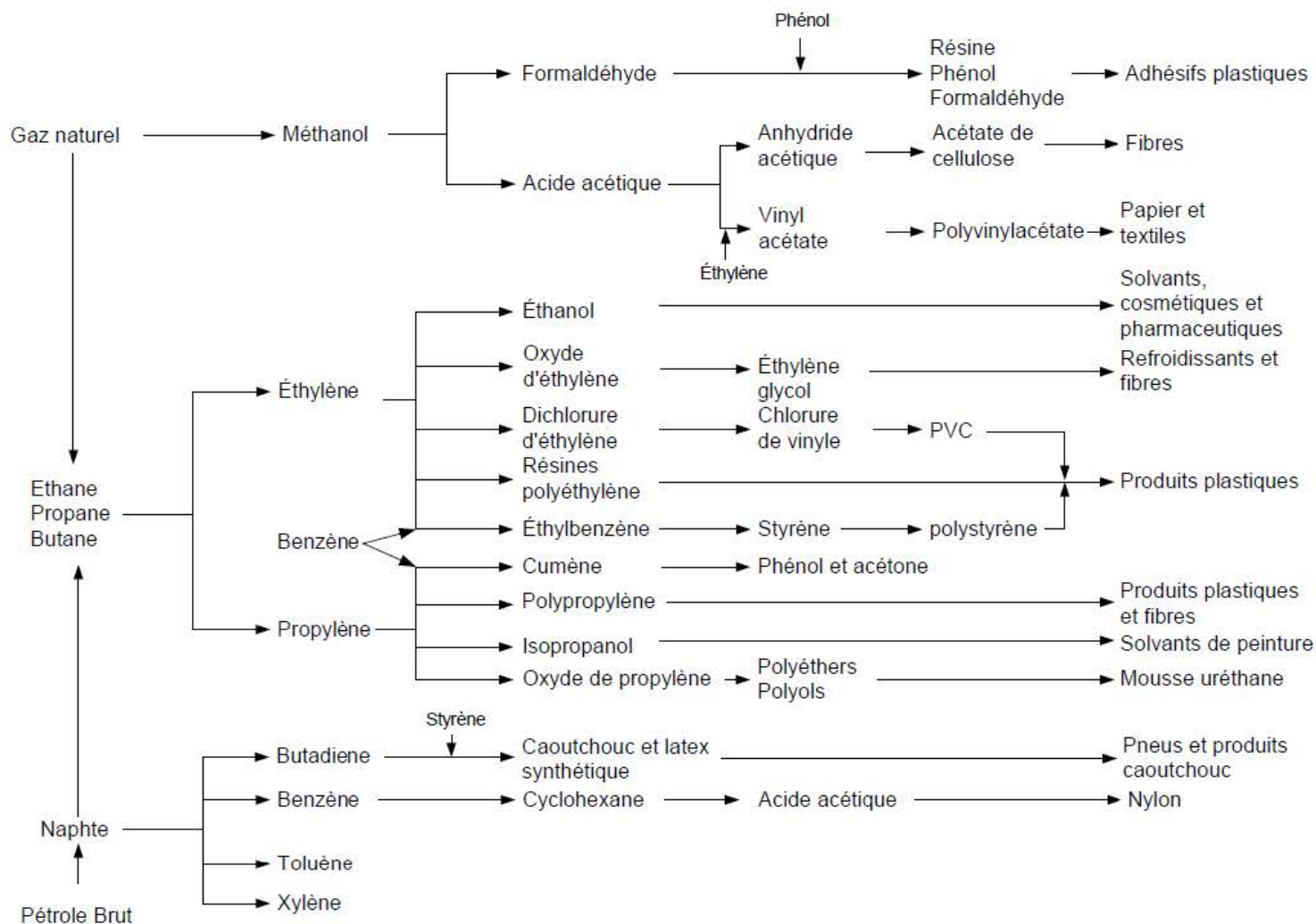


Enfin du gaz naturel liquéfié renouvelable!

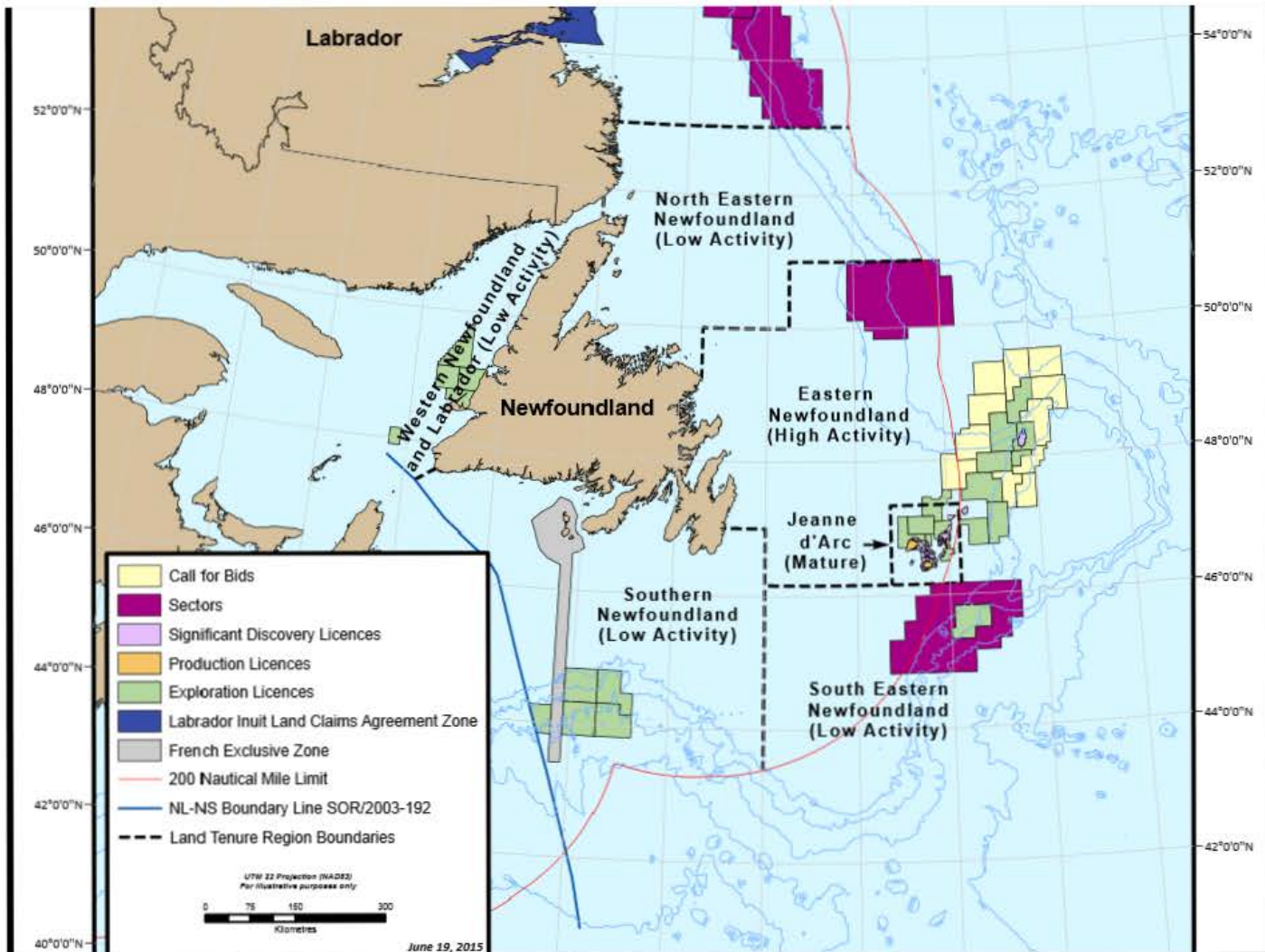
Le premier Corridor régional alimenté à partir d'usines de **GNL renouvelable** de petite capacité.



Annexe 4. Relations entre les hydrocarbures de base, quelques intermédiaires et produits pétrochimiques (CIMA, 2002 :29)



Annexe 5. Sites d'exploration et d'exploitation sous licence de (C-TNLOHE, Juin 2015 : Supplément)



Annexe 6. Illustration des solutions GNL en fonction de la quantité à transporter et de la distance à parcourir (IGU, 2015)

