



Rapport de GNLQ Canada sur le marché gazier – Addendum au rapport principal

Août 2020

358

DA8.6

Projet de construction d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

6211-19-030

Historique

Dans le rapport sur le marché du gaz naturel canadien (le « rapport ») publié en novembre 2019 en soutien au projet d'exportation de GNL Énergie Saguenay (le « projet »), la firme Wood Mackenzie conclut que le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) peut aisément suffire à la demande domestique ainsi qu'à la demande externe (exportation) tout au long de la période couverte par l'étude.

L'analyse qui sous-tend le rapport maintient que :

1. le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien contient suffisamment de gaz pour alimenter la demande domestique et l'exportation de GNL tout au long de la période d'exploitation du projet;
2. les besoins de transport supplémentaire par gazoduc vont être nécessaire pour entretenir la production du BSOC à mesure que la demande dans les centres historiques décroît
3. la dynamique des prix du marché régional crée des opportunités pour le projet.

En février et mars 2020, deux chocs majeurs de l'offre et de la demande ont eu des impacts sur l'économie mondiale et l'industrie pétrolière et gazière : la pandémie de COVID-19 et la réponse des pays de l'OPEP+ au krach du prix du pétrole. GNL Québec cherche à comprendre les impacts de ces événements sur les conclusions du rapport et les changements des prévisions sous-jacentes dans un monde post-COVID. Afin de développer le présent addendum en août 2020, la firme Wood Mackenzie s'est appuyée sur son rapport intégré au niveau mondial finalisé en juillet 2020 : « H1 2020 North America Gas & LNG Outlook »

COVID-19

Les impacts de la pandémie du coronavirus (« COVID-19 », « COVID ») sur l'économie mondiale et bien d'autres aspects de la vie depuis des mois sont réellement sans précédent. Les pays du monde continuent de mettre en œuvre des stratégies visant à ralentir la propagation du virus, occasionnant des conséquences négatives sur l'économie : l'interdiction des transports et des voyages, le confinement et les restrictions commerciales. Le déplacement des personnes et des biens s'est amélioré progressivement dans le cadre d'une réouverture, mais dans le cas où des restrictions supplémentaires s'avèreraient nécessaires, les avantages du faible prix du pétrole dans les économies consommatrices de pétrole pourraient s'effacer et le rééquilibrage des marchés pourrait se prolonger.

L'ampleur réelle des conséquences de la COVID-19 dépend de la propagation du virus et de la durée des perturbations – selon certains estimés, cela pourrait se situer entre quelques mois encore et quelque part en 2021.

Pour le secteur pétrolier et gazier, les conséquences sont principalement la dégradation temporaire et à court terme de la demande, en particulier du côté de la demande de pétrole, alors que les impacts sur le gaz naturel n'ont pas été aussi importants dû à son apport à la production d'électricité et à la demande résidentielle. Les effets de cette crise sanitaire sur la demande de pétrole devraient être considérables à court terme. La dernière analyse de la firme Wood Mackenzie, datant du début août 2020, montre que la demande au deuxième trimestre de 2020 a chuté de près de 8 millions de barils par jour par rapport au premier trimestre, ainsi diminuant la demande mondiale totale à 93 millions de barils par jour. La demande devrait demeurer relativement constante et se maintenir autour de 93 millions de barils par jour au troisième trimestre de 2020, avant de se redresser de 2 millions barils par jour d'ici la fin de 2020, clôturant le quatrième trimestre à 95 millions de barils par jour. Toutefois, à chaque nouveau revers et à chaque nouvelle réponse mise en place pour contenir l'épidémie, les prévisions économiques et les impacts attendus sur la demande continueront d'évoluer.

Des exemples historiques indiquent que les impacts économiques d'épidémies sont de relativement courte durée (SARS, grippe aviaire, etc.), mais la COVID-19 s'avère être plus difficile à maîtriser et l'ampleur de ses répercussions globales n'est pas encore connue à ce jour. Bien qu'une certaine portion de la demande économique serait irrécouvrable, une relance des activités économiques est à prévoir lorsque le coronavirus aura finalement été maîtrisé.



Aujourd'hui, un scénario réaliste propose une maîtrise relativement bonne du virus au quatrième trimestre de 2020 avec l'avènement d'un vaccin dans la première demie de 2021. Suite au choc économique des deux premiers trimestres, la demande pétrolière remonte la pente lentement, mais les économies ont été durement secouées au niveau planétaire. La firme Wood Mackenzie prévoit maintenant une chute du PIB de 5,4 % pour l'économie mondiale de 2020. Toutefois, nous nous attendons à un redressement de 5 % de l'économie mondiale en 2021, donc un peu supérieur à la prévision précédente, qui se situait à 4,9 %.

La réponse de l'OPEP+ au krach du prix du pétrole

Mars 2020

En ces temps d'incertitude économique et au moment où l'effondrement de la demande était anticipé, les pays de l'OPEP+ ont échoué à la tâche de stabiliser le prix du pétrole, l'Arabie saoudite et la Russie quittant la table de négociation et promettant d'augmenter leurs cibles de production respectives. L'Arabie saoudite voulait d'augmenter sa production jusqu'à 12,3 millions de barils par jour dans les prochains mois (et d'augmenter leur capacité de production à long terme jusqu'à 13 millions de barils par jour), alors que la Russie augmenterait sa production de 0,5 million de barils par jour.

Dans la foulée de cette guerre commerciale, le prix du pétrole s'est décliné jusqu'à la mi-20 \$/baril, ce qui a déclenché un retour au mode survie pour bien des entreprises du domaine. Des coupures budgétaires à tous les niveaux – exploration, développement et même les dividendes – se sont fait sentir à travers l'ensemble de l'industrie d'exploration et production. Les activités américaines et de réservoir étanche ont été mises au ralenti et les projets conventionnels ont été retardés. La baisse du prix à terme du WTI – lorsque les prix étaient négatifs à la fin du mois de mars et que le contrat d'avril 2020 venait à terme, les spéculateurs à long terme devaient vendre leurs positions afin de compenser leurs contrats avant la date d'expiration, mais les acheteurs se faisaient rares – est perçue comme un événement ponctuel en raison de la structure des contrats à terme et de la grande variance des volumes échangés sur l'écran financier par rapport aux volumes physiquement établis.

Avril à juillet 2020

Suite à l'échec des négociations et face aux indices de dommages économiques plus importants que prévu, les dirigeants des pays de l'OPEP+ sont retournés à la table des négociations. Un accord a été conclu le 10 avril 2020 visant la réduction de 9,7 millions de barils par jour à partir du 1^{er} mai 2020, et ce, pour une période initiale de deux mois, qui a ensuite été prolongée d'un autre mois. La part de l'OPEP dans la réduction de la production se situait à 6,1 millions de barils par jour, le reste étant couvert par les pays non membres de l'OPEP. En outre, l'accord a également imposé des réductions de production pour les deux prochaines années; après les trois premiers mois, la réduction devrait être ramenée à 7,7 millions de barils par jour pour le reste de l'année 2020, puis à 5,8 millions pour les 16 mois suivants, jusqu'en avril 2022.

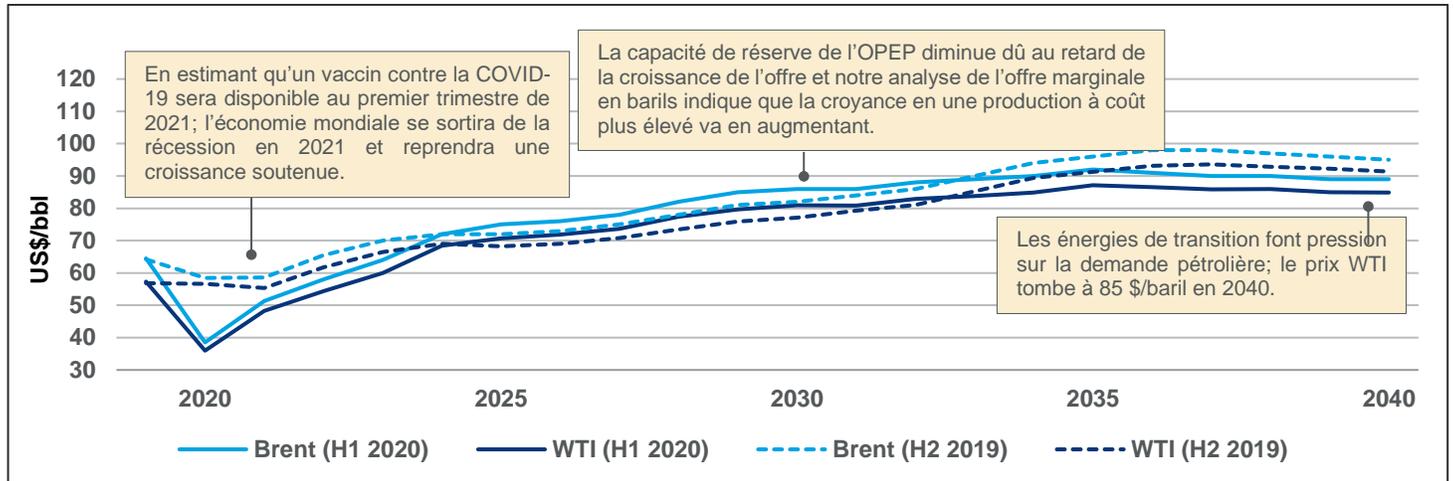
Au cours des trois premiers mois de l'accord, les pays de l'OPEP, dont l'Arabie saoudite, les Émirats Arabes Unis, le Koweït, l'Irak, le Nigeria et l'Angola, ont respecté l'accord à la hauteur de 80 % à 90 %. Au cours de la même période, les pays non membres de l'OPEP, en tête desquels la Russie, le Kazakhstan, Oman et l'Azerbaïdjan, ont respecté l'accord à près de 100 %.

De plus, la faiblesse historique du prix a forcé les exploitants américains et canadiens à réduire leur production, une diminution de plus de 3 millions de barils par jour par rapport à janvier 2020. En juin et juillet, lorsque le prix WTI a rebondi à 40 dollars le baril, certains de ces puits ont été remis en service, mais bon nombre de producteurs étaient toujours en difficulté. Depuis avril 2020, les tribunaux ont accordé des protections, au titre du chapitre 11, à 22 entreprises d'exploration et de production sises aux États-Unis, dont la liste comprend des sociétés telles que Chesapeake Energy, California Resources (CRC), Whiting Petroleum et Ultra Petroleum.

Dans l'ensemble, nous prévoyons que l'offre annuelle moyenne se situera à 95,8 millions de barils par jour en 2020 et à 97,5 millions d'ici 2021, soit une croissance de 1,7 million de barils par jour en glissement annuel. Les prix Brent et WTI devraient atteindre respectivement 52,33 \$ et 49,79 \$ par baril en 2021. Notre scénario de base actualisé du prix du pétrole à long terme pour le premier semestre de 2020, établi en juillet 2020, indique un retour au niveau du deuxième semestre de 2019, avant l'avènement de la COVID 19, soit un prix WTI d'environ 70 dollars le baril d'ici 2024. Le prix WTI devrait se consolider dans la fourchette de 70 à 90 dollars le baril jusqu'en 2040.



Figure 1. Prévisions du prix du pétrole





Les impacts sur le marché gazier nord-américain

Les impacts sur l'offre nord-américaine

Les répercussions sur le marché gazier américain causées par ces deux événements se font sentir à la fois sur l'offre et sur la demande. La demande à court terme des centres de demande de l'Asie du Nord-Est et de l'Europe est plus faible que prévu, ce qui affecte les perspectives d'exportation de GNL aux États-Unis. Du côté de l'offre, le faible prix du pétrole a des impacts négatifs sur la production de gaz associé aux États-Unis et les impacts des puits fermés se sont fait sentir au deuxième semestre de 2020 (S2-2020), la production de gaz associé ayant chuté à 23,2 milliards de pieds cube par jour (Gpc/j) en juin. Les coupures au CAPEX annoncées, qui minent les projets de forage et de réalisation, affecteront la courbe de croissance à la baisse en ce qui concerne la production de gaz associé, qui devrait revenir à environ 24 ou 25 Gpc/j d'ici la fin de 2021. Cependant, les impacts sur le prix du gaz aux États-Unis ne seront pas aussi drastiques comparativement au pétrole, le prix Henry Hub étant actuellement supérieur à 2,00 \$US/MMBtu (supérieur au prix pré-COVID) et le prix des contrats pour le mois de janvier 2021 s'élève à plus de 3,00 \$US/MMBtu. Les effets sur le prix du gaz sont atténués par les contre-effets d'une demande de gaz et d'une offre en gaz associé plus faibles, ainsi qu'une courbe d'approvisionnement en gaz non-associés plutôt plane pouvant répondre à des besoins d'approvisionnement supplémentaires à court terme à mesure que l'économie se redresse.

Les plus récents estimés de la firme Wood Mackenzie (juillet 2020) indiquent que la production de gaz nord-américaine déclinera de presque 5,8 Gpc/j d'ici la fin de 2020, comparativement aux estimations de base réalisées avant la crise (S2-2019¹). La production connaîtra une reprise au cours de l'année 2021 et en 2022, mais restera quelque 8 ou 9 Gpc/j inférieure aux prévisions d'avant-crise pour ces années respectives.

L'approvisionnement à long terme en pétrole de réservoir étanche se redressera lentement grâce à un prix élevé du pétrole qui soutiendra les projets de forage. Nous nous attendons à ce qu'un prix du pétrole entre 70 et 90 \$US/baril incitera les producteurs à rajouter des puits. Ainsi, l'offre en gaz associé du Lower 48 suivra une trajectoire similaire. Wood Mackenzie estime que l'offre en gaz associé demeurera en-deçà de nos prévisions antérieures jusqu'à la fin des années 2030. Toutefois, la production devrait augmenter de 15,2 Gpc/j par rapport aux niveaux de 2019 par la suite, et ce, avant 2040, ce qui représente environ 4,5 Gpc/j de plus que notre perspective d'avant-crise réalisée au S2-2019. Dans l'ensemble, la production de gaz naturel en Amérique du Nord au premier semestre de 2020 est d'environ 5,4 Gpc/j inférieure aux prévisions en raison des impacts attendus de la COVID-19 sur le comportement des producteurs nord-américains.

Perspectives de l'offre du BSOC

Les perspectives de production du BSOC suivent sensiblement les mêmes tendances que les prévisions nord-américaines, bien que nous ne voyions que très peu d'impacts après 2023. En 2020, la production devrait chuter de 0,1 Gpc/j par jour par rapport à 2019, pour s'établir en moyenne à 15,6 Gpc/j, avec un déclin plus important en 2021 : la production à court terme passant à 15,1 Gpc/j en raison des réactions des producteurs au double choc sur l'offre et de la demande. Comme les producteurs du BSOC étaient déjà confrontés à des faibles prix sur les infrastructures de transport vers l'extérieur de la province et que les attentes en matière d'approvisionnement étaient modérées avant l'avènement de la COVID, cette réalité étant jumelée à des contrats de paiement contre livraison pour l'exploitation ainsi qu'au traitement et transport du gaz naturel stimulent les activités de forage et de développement, il en résulte une moindre baisse de l'offre que prévu en 2020. Toutefois, la firme Wood Mackenzie s'attend à ce que la production totale rebondisse et reprenne sa croissance en 2023, à mesure que la reprise économique s'installera et que les producteurs reprendront leurs dépenses d'investissement.

La croissance fera un retour à plus long terme lorsque les prix du pétrole et du gaz auront regagné leur juste niveau : la production de gaz du BSOC atteindra 26 Gpc/j d'ici 2038, soutenue par les développements non conventionnels de Montney, Deep Basin et, dans une moindre mesure, Duvernay. La perspective à long terme dans l'ensemble du BSOC se veut robuste, en moyenne seulement 0,15 Gpc/j plus faible que le scénario de base pour la période 2020-2040, tel qu'élaboré au S2-2019. Puisque les producteurs du BSOC doivent composer avec des conditions de marché difficiles depuis quelques années, le choc de la demande lié au coronavirus et le prix OPEP n'auront pas d'effet significatif sur la production du BSOC à long terme.

La perspective de Montney demeure robuste tout au long de la période couverte par la prévision, alors qu'un équilibre économique solide et une reprise de la demande post-COVID permettront aux producteurs d'accélérer les projets de forage et de mettre fin aux déclinés à court terme pour la période 2020-2022. La production à court terme de Montney n'est que minimalement affectée, elle est en fait 0,2 Gpc/j supérieure aux niveaux de production de 2019, atteignant 7,1 Gpc/j en 2020, ce qui est toutefois 0,8 Gpc/j inférieur au scénario de base prévu au S2-2019. Les impacts de la pandémie continueront d'affecter Montney en 2021, avec une plus faible production se situant à 6,9 Gpc/j, mais un retour à la croissance en 2022 s'étendra sur le reste de la période couverte par la prévision. La production de Montney éclipsera les volumes du scénario de base de la prévision S2-2019 vers la fin de la période visée. Les zones riches en liquides entraîneront

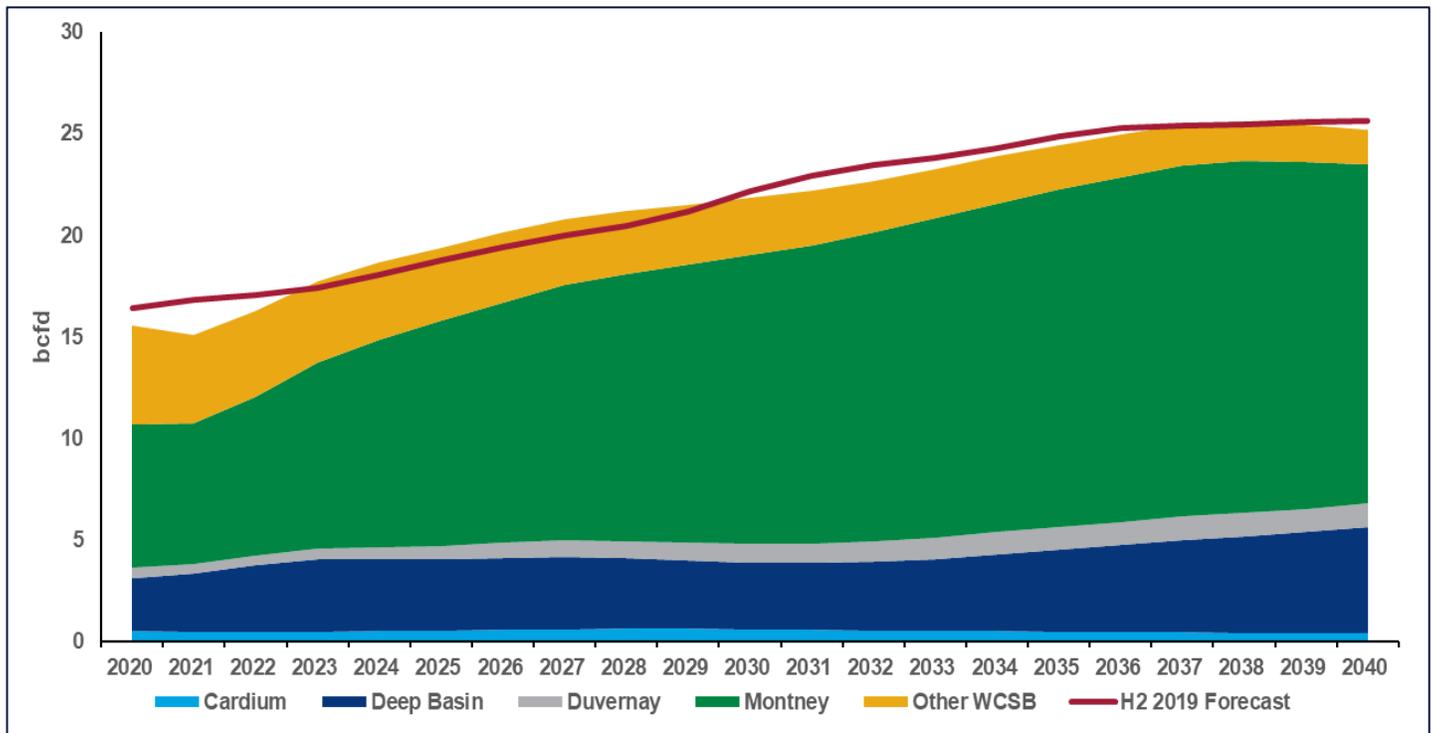
¹ Scénario de base S2-2019 fait référence au scénario de base ajusté S2-2019 de GNL Québec. Se référer au rapport principal pour plus de détails sur les données sous-jacentes du rapport.



des ajouts de production, quoique la croissance à long terme ralentira alors que ces gisements principaux auront été épuisés et que les exploitants transigeront vers des sous-zones plus sèches à l'intérieur du bassin.

Le Deep Basin ne subira que de faibles impacts de la pandémie à court terme, malgré un léger ralentissement à moyen terme, par rapport au scénario du S2-2019, et reprendra sa croissance après 2023 pour atteindre 5,3 Gpc/j d'ici 2040. Les exploitants ont poursuivi leurs opérations à travers le Deep Basin au cours des derniers mois, malgré les conditions défavorables, ayant soit des engagements de service fermes dans la chaîne de valeur du gaz naturel ou des hypothèses d'équilibre économique en soutien au développement continu. Alors que les gisements principaux riches en liquides de Montney s'épuiseront, les ajouts de production se poursuivront à Deep Basin, alors que des équilibres concurrentiels et des contenus liquides convenables généreront des retombées robustes à long terme à mesure que les prix AECO et Station 2 augmenteront.

Figure 2. Prévisions de production de gaz du BSOC par sous-zone (Gpc/j)



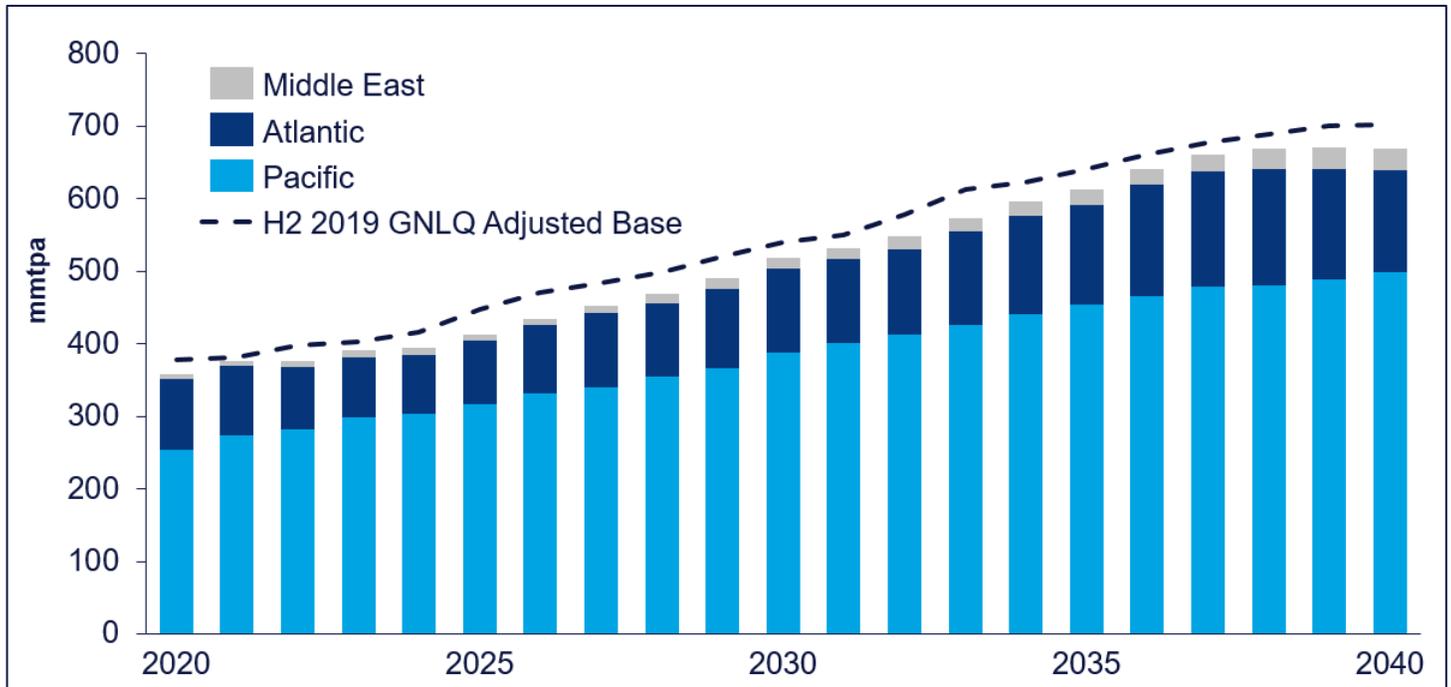
Les impacts sur la demande nord-américaine

Les effets combinés de la COVID-19 et du krach du prix du pétrole ont créé des conditions difficiles pour la demande de gaz naturel, avec des impacts directs sur les exportations de GNL nord-américaines, un moteur principal des prévisions futures de croissance de la demande. La plus récente perspective de la demande de la firme Wood Mackenzie (juillet 2020) propose une baisse d'environ 13 mtpa (millions de tonnes par an) d'ici 2027, par rapport aux niveaux prévus au S2-2019, alors que l'accroissement de la demande s'estompe à moyen terme dans l'Union européenne et en Asie.

Les perspectives de projets de GNL à court terme étaient déjà problématiques en raison de la surabondance attendue pour un grand nombre de décisions finales d'investissement prises à la deuxième demie de la dernière décennie. De plus, l'économie à long terme des projets de GNL a été affectée par la COVID et le faible prix du pétrole. Les investissements en capital dans de nouveaux projets se voient restreints et le GNL indexé au prix Henry Hub deviendra moins compétitif par rapport au GNL indexé au prix du pétrole. Cela veut dire que moins de décisions finales d'investissement seront prises pour des projets de GNL en 2020-2021 et, par conséquent, l'offre mondiale sera plus faible que prévu entre 2024 et 2027. Toutefois, nous nous attendons à une ou deux décisions finales d'investissement en Amérique du Nord au cours des deux prochaines années, et d'autres pas la suite.



Figure 3. Demande mondiale en GNL par bassin en millions de tonnes métriques par an (mtpa)



La perspective à moyen terme d’approvisionnement nord-américain en GNL a été revue à la baisse dernièrement, alors que certains projets deviennent problématiques, que les décisions finales d’investissement sont reportées de 2 à 3 ans et que les développeurs de projets se contestent les accords d’achat nécessaires à la viabilité des décisions d’investissements. Les exportations américaines de GNL pour la période 2020-2027 devraient être en moyenne 1,4 Gpc/j inférieures aux niveaux prévus au S2-2019, mais à mesure que la demande mondiale se redresse vers la fin des années 2020 et que le positionnement des exportations nord-américaines de GNL devient plus concurrentiel, des ajouts considérables de GNL sont à prévoir au cours des années 2030. Le scénario d’exportation de GNL s’améliore d’une moyenne de 0,7Gpc/j de plus que les prévisions faites au S2-2019, et ce, pour la période 2027-2040 puisqu’une offre plus importante sera nécessaire pour suffire à une demande mondiale de GNL croissante. Les exportations américaines devraient atteindre 26 Gpc/j d’ici 2040. Les exportations pour l’ensemble de l’Amérique du Nord seront 1,7 Gpc/j inférieures aux prévisions faites au S2-2019 pour la période 2020-2040, atteignant environ 30,8 Gpc/j vers la fin de cette période.

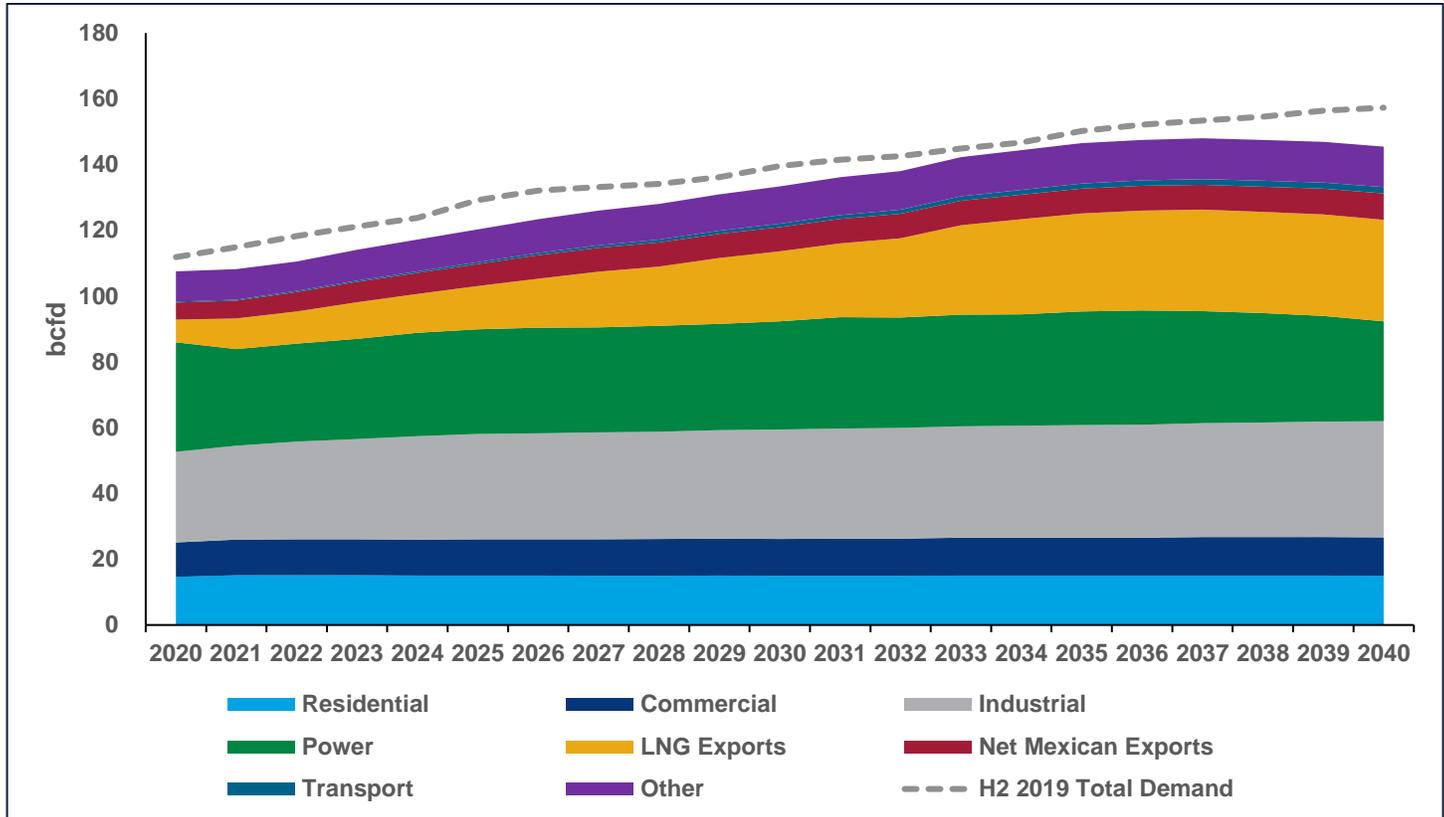
Les changements dans la demande industrielle sont relativement atténués pour ce qui est du premier semestre de 2020, par rapport à notre prévision du S2-2019, alors que la croissance industrielle du secteur pétrochimique demeure robuste, et ce, jusqu’en 2040, grâce à des avantages au niveau des produits de base qui stimulent la demande industrielle d’un bout à l’autre du continent. Les plus importants impacts à court terme, en raison du ralentissement économique lié au coronavirus, affectent la consommation de gaz naturel ainsi que le besoin de production de vapeur dans l’exploitation des sables bitumineux canadiens. En 2023, la demande industrielle moyenne atteindra 29 Gpc/j, soit 1,4 Gpc/j inférieure à notre scénario de base du S2-2019, mais la croissance se maintiendra à un rythme de 3,4 %/an, soutenue par une forte demande de l’industrie pétrochimique. À plus long terme, la demande industrielle moyenne atteindra 32,7 Gpc/j d’ici 2040, une croissance de 1,2 %/an pour atteindre 35 Gpc/j d’ici 2040 – en moyenne, seulement 0,6 Gpc/j inférieure à notre scénario préparé en 2019.

Malgré un rendement robuste en 2020, alors que le faible prix du gaz naturel au premier semestre a stimulé des projets de remplacement du charbon dans le secteur énergétique, les perspectives d’ensemble pour ce qui est de la demande dans le secteur de la production d’énergie électrique sont considérablement inférieures au scénario présenté au S2-2019. Les impacts économiques de la COVID-19 jumelés à un prix Henry Hub plus élevé à court et moyen termes décourageant les projets de conversion du charbon au gaz en Amérique du Nord, la demande pour la génération d’électricité devrait se situer à 31 Gpc/j en moyenne jusqu’à la fin de l’année 2025, une baisse de 3,7 Gpc/j par rapport à notre prévision du S2-2019. Cependant, un plus grand nombre d’usines au charbon se retirent plus tôt que prévu, ce qui compense partiellement la dégradation de la demande du secteur de la génération d’électricité à moyen terme. Toutefois, le scénario à long terme prévoit que les énergies renouvelables, avec la diminution des coûts associés aux sources d’énergie solaire et éolienne, et aux batteries, ainsi que des cibles ambitieuses en matière de changements climatiques dans plusieurs juridictions, s’accapareront d’une part du marché du gaz naturel après 2030. La firme Wood Mackenzie s’attend à une demande de 30,4 Gpc/j pour le secteur de la production d’énergie électrique tout au long de la période couverte par la prévision, une baisse de 3 Gpc/j par rapport au scénario de base présenté au S2-2019. Par contre, à mesure que les énergies renouvelables pénètrent le marché de l’énergie, le gaz naturel devrait tout de même jouer un rôle important dans le bouquet énergétique, en complément au passage vers les énergies renouvelables.



En ce qui concerne les secteurs résidentiel et commercial, une perspective à la baisse de la croissance démographique résultant directement de la COVID-19 affecte négativement les prévisions de la demande, particulièrement vers la fin de la période couverte par le scénario proposé. La demande pour l'année 2020 devrait présenter une baisse d'environ 0,8 Gpc/j par rapport à 2019, due à la pandémie et un hiver plus doux, pour une consommation prévue de 25 Gpc/j en Amérique du Nord. Pour la période se terminant en 2040, la demande résidentielle et commerciale moyenne sera de 26.3 Gpc/j, soit 3 Gpc/j inférieure aux prévisions de 2019.

Figure 4. Demande en gaz nord-américaine par secteur (Gpc/j)



Les conséquences sur les prix en Amérique du Nord

Notre prévision à long terme du premier semestre 2020 présente une augmentation tangible du prix Henry Hub au cours de la décennie 2020, comparativement à notre scénario présenté au S2-2019. À court terme, ceci est principalement dû à des changements structurels du bouquet d'approvisionnement, alors que les producteurs de pétrole de réservoir étanche américains ont considérablement diminué leurs activités et réalisé des fermetures de production à grande échelle. Les pertes de gaz associé dans le bouquet énergétique affermiront le prix du gaz au Henry Hub, une augmentation de 2,67 \$/MMBtu en 2022, 0,12 \$/MMBtu de plus que notre scénario du S2-2019. Le prix du gaz au Henry Hub se maintiendra aux alentours de 2,73 \$/MMBtu de 2021 à 2025 de façon à stimuler les projets de forage, particulièrement dans le Nord-Est et à Haynesville.

Le prix du gaz au Henry Hub continuera d'augmenter à moyen terme, surpassant 3 \$/MMBtu d'ici la fin de la décennie, et continuera de s'accroître au cours des années 2030 alors que la seconde vague de projets d'exportation de GNL se mettra en branle et que la production de gaz associé commencera à s'estomper.

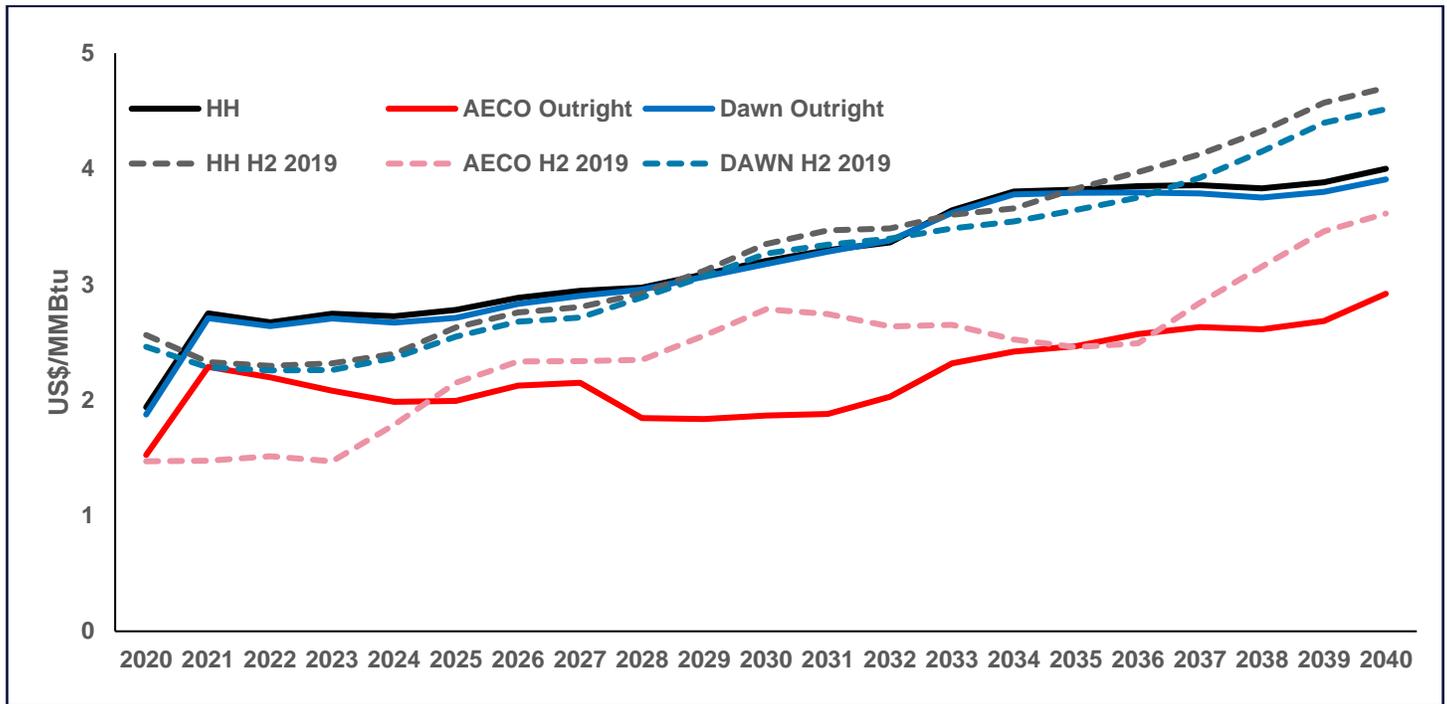
À plus long terme, le prix du gaz au Henry Hub connaîtra une baisse tangible après 2035, comparativement à notre scénario du S2-2019, à mesure que la transition énergétique pénètre le marché énergétique nord-américain. Aujourd'hui, nous croyons que le prix du gaz au Henry Hub se maintiendra en-deçà de 4 \$/MMBtu.

Le Dawn Hub maintient à peu près les mêmes tendances que le Henry Hub, quoiqu'un resserrement de l'écart de base pour la durée de la prévision est attendu, alors que le prix AECO diverge considérablement de notre scénario de base du S2-2019, principalement fondé sur une baisse de l'offre attendue à court terme, permettant une capacité excédentaire de gazoduc et un écart plus serré avec le Henry Hub. Le scénario de base d'AECO devient plus dynamique dans la période 2025-2035, alors que le démarrage des projets LNG Canada et Woodfibre est prévu vers le milieu des années 2020, suite à des retards de construction et de décision finale d'investissement en 2020. Ceci représente un ajout de presque 4 Gpc/j aux exportations de GNL d'ici 2033. Les changements de débit des gazoducs élargissent le scénario de base d'AECO à un rythme mesuré, ceci jumelé à l'augmentation du prix Henry Hub, amenant le prix AECO de 2 \$US/MMBtu en 2025 et à 2,46 \$US/MMBtu en 2035. Si la production du BSOC demeure relativement stable à court terme, la demande régionale poursuivra sa croissance, soutenue par le secteur énergétique et celui des sables bitumineux, ce qui devrait résulter en une base AECO



moyenne de -0,59 \$US/MMBtu, soit 0,17 \$/MMBtu supérieure à la prévision à long terme précédente. Toutefois, exprimé en prix exact, on prévoit un prix AECO moyen de 2,25 \$US au cours de la période 2024-2040, en baisse de 0,44 \$US du scénario de base présenté au S2-2019.

Figure 5. Prévision du prix nord-américain au S1-2020 en fonction des carrefours (\$US/MMBtu)



Conclusions

Les conséquences économiques de la pandémie du coronavirus devraient entraîner à court terme une réduction de la demande de pétrole et de gaz à l'échelle mondiale, suivie d'une reprise économique progressive. Toutefois, toute estimation est susceptible de changer si la pandémie persiste jusqu'en 2021, alors que le monde poursuit ses efforts pour contenir les éclosions.

Malgré les conséquences économiques et la baisse des perspectives d'approvisionnement en gaz qui en découle, le Canada dispose toujours de ressources économiques suffisantes pour soutenir à la fois la demande intérieure et les exportations de GNL prévues. Avec une légère baisse de la demande et des changements négligeables dans l'offre, qui ont principalement un impact sur les perspectives à court terme avant la mise en service prévue du projet, les estimations des ressources et de la production du BSOC soutiennent le développement d'une demande d'exportation supplémentaire à long terme.

Du point de vue de l'infrastructure, à mesure que l'offre du BSOC est réduite, nous prévoyons que le bassin disposera d'une réserve de capacité de gazoduc d'exportation jusqu'en 2025, mais après le milieu de cette décennie, une capacité de transport supplémentaire devrait être nécessaire pour équilibrer la ressource économique disponible dans tout le BSOC - nous croyons toujours que le projet fournira un débouché nécessaire à la production économique de gaz naturel du BSOC, même dans le cas d'une production supplémentaire.

En raison de la dynamique régionale de l'offre et de la demande, le projet devrait continuer de bénéficier de la baisse du prix AECO pour l'ensemble de la période couverte par la prévision, en particulier après 2030, car les déséquilibres régionaux créent des possibilités de réduction des coûts d'approvisionnement en gaz d'alimentation par rapport aux perspectives du S2-2019 présentées au rapport principal.



Disclaimer

Strictly Private & Confidential

These materials, including any updates to them, are published by and remain subject to the copyright of the Wood Mackenzie group ("Wood Mackenzie"), or its third-party licensors ("Licensors") as relevant, and are made available to clients of Wood Mackenzie under terms agreed between Wood Mackenzie and those clients. The use of these materials is governed by the terms and conditions of the agreement under which they were provided. The content and conclusions contained are confidential and may not be disclosed to any other person without Wood Mackenzie's prior written permission. Wood Mackenzie makes no warranty or representation about the accuracy or completeness of the information and data contained in these materials, which are provided 'as is'. The opinions expressed in these materials are those of Wood Mackenzie, and do not necessarily represent our Licensors' position or views. Nothing contained in them constitutes an offer to buy or to sell securities, or investment advice. Wood Mackenzie's products do not provide a comprehensive analysis of the financial position or prospects of any company or entity and nothing in any such product should be taken as comment regarding the value of the securities of any entity. If, notwithstanding the foregoing, you or any other person relies upon these materials in any way, Wood Mackenzie does not accept, and hereby disclaims to the extent permitted by law, all liability for any loss and damage suffered arising in connection with such reliance.

Copyright © 2020, Wood Mackenzie Limited. All rights reserved. Wood Mackenzie is a Verisk business.



Wood Mackenzie™, a Verisk business, is a trusted intelligence provider, empowering decision-makers with unique insight on the world's natural resources. We are a leading research and consultancy business for the global energy, power and renewables, subsurface, chemicals, and metals and mining industries. For more information visit: woodmac.com

WOOD MACKENZIE is a trademark of Wood Mackenzie Limited and is the subject of trademark registrations and/or applications in the European Community, the USA and other countries around the world.

Europe	+44 131 243 4400
Americas	+1 713 470 1600
Asia Pacific	+65 6518 0800
Email	contactus@woodmac.com
Website	www.woodmac.com