ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

GNL Québec Inc --- Réponses au courriel du 6 octobre 2020 (partie 1)

1- Choix du site

L'annexe R-1 intitulée « analyse comparative des variantes de site » présente les 14 sites étudiés dans le cadre du projet de construction d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel. Ces sites sont tous au Québec. Vous avez aussi élaboré un scénario des exportations prévoyant que 50 % du GNL serait destiné au marché de l'Asie. Finalement, vous mentionnez en page 39 du document PR3.1 que « [l]e GNL occupe environ 1/600e du volume du gaz naturel et peut ainsi être transporté économiquement sur de longues distances dans les navires-citernes en vertu de normes de sécurité internationales reconnues et strictes ».

- Expliquez les raisons pour lesquelles la décision de s'installer au Québec a été prise de prime abord.

Avant tout chose, il est important de rappeler que la localisation d'un projet n'est pas le seul élément de compétitivité économique sur les différents marchés visés. À cet effet, installer le projet au Québec ne ferme pas la porte au marché asiatique, et, en réalité, permet une bien plus grande flexibilité pour le projet quant à la destination finale (bassin atlantique, pacifique ou Océan Indien) que les projets de Colombie Britannique, entièrement destinés à l'Asie orientale. La preuve la plus flagrante de cette flexibilité possible est le volume de GNL expédié des É.U vers l'Europe (30%) et vers l'Asie (50%) en 2017-2019 à partir des terminaux de GNL américains alors que GNL Québec est aussi compétitif que ces projets sur ces deux destinations.

Concernant le choix du Québec en premier lieu, il convient de revenir à la genèse du projet. En 2013, alors que l'Asie cherchait à s'approvisionner en gaz naturel nord-américain afin de réduire sa dépendance au charbon (réduction des GES et de la pollution atmosphérique), Mr Jim Illich (fondateur et président du C.A de GNL Québec) rencontrait un de ses anciens clients asiatiques qui lui a fait la demande de l'aider dans sa démarche d'approvisionnement en GNL nord-américain tout en s'assurant de suivre une route orientale par le Canal de Suez (et non occidentale par celui de Panama qui posait déjà des problèmes de capacité disponible). Avec son expérience acquise dans le développement de larges infrastructures énergétiques (incluant des usines de liquéfaction de gaz naturel) autour du monde, Mr Illich a naturellement considéré l'Est du continent nord-américain. Déjà à l'époque, avec sa connaissance du marché, il a préféré s'éloigner du Golfe du Mexique qui commençait déjà à voir un nombre trop important de projets non-différenciés, afin d'évaluer les localisations possibles. Dans une démarche précurseur, Mr Illich souhaitait également évaluer s'il était possible de développer un complexe de liquéfaction qui serait situé dans un climat froid et utiliserait uniquement de l'énergie renouvelable pour ses opérations, afin de

réduire drastiquement les émissions de GES dans la partie *midstream* en électrifiant les opérations. Ce concept prescient de Mr Illich est maintenant mis en exergue par l'AIÉ depuis 2-3 ans comme une piste majeure de réduction de GES dans les infrastructures *midstream*. Après une revue des différentes grandes zones géographiques, le Québec s'est avéré être le seul endroit remplissant cet objectif de manière économiquement possible, incluant l'accès à de l'énergie hydroélectrique fiable, une main d'œuvre qualifiée et une voie navigable permettant d'atteindre le marché européen et asiatique. C'est ainsi que le Québec a été sélectionné. En ce qui concerne le choix final du site, nous vous invitons à vous référer à l'annexe R-1 du de l'étude d'impact et la réponse 2 du document *20200117_demande info 1 Réponse GNLQ* fournie à l'AEIC dans le cadre de l'évaluation fédérale (Annexe 1 de ce document).

- Qu'est-ce qui motive votre décision de construire votre usine aussi loin des champs gaziers de l'Alberta si le transport maritime est plus économique que le transport terrestre ?

Comme indiqué plus haut, la compétitivité d'un projet ne doit être uniquement à travers sa distance aux marchés ou sa distance aux champs gaziers. Elle doit être évaluée dans son ensemble en prenant tous les éléments de la chaîne de valeur, à savoir le coût combiné de la production du gaz naturel, du transport jusqu'au lieu de liquéfaction, de la liquéfaction et enfin du transport maritime jusqu'au marché final. Une part réelle de la compétitivité globale du projet Énergie Saguenay est basée sur la disponibilité actuelle et future de capacité de transport sur la Conduite Principale existante de TC Énergie – Conduite Principale qui sera très majoritairement dépréciée d'ici la mise en opération d'Énergie Saguenay. À cet effet, la notion de distance au champ gazier (et donc son impact) est considérablement réduite dans le risque lié à la compétitivité globale du projet. Il est important de noter que les projets initiaux de liquéfaction et d'exportation de GNL à partir du Golfe du Mexique aux É.U (Sabine Pass, Corpus Christi, Cameron LNG et Freeport LNG) ont basé leur modèle sur la même prémisse – à savoir tirer profit d'une capacité excédentaire de gazoduc existants entre la zone de production Marcellus/Utica située à plus de 2000 kms du Golfe du Mexique où ces terminaux ont été construits – ce qui en fait aujourd'hui des projets en opération et compétitifs sur l'échiquier mondial car ils ont pu éviter la nécessité de construire de nouveaux gazoducs pour atteindre les zones de production notamment en Pennsylvanie. Plus de détails sur la compétitivité de la chaîne de valeur d'Énergie Saguenay seront fournis dans la réponse à la question 24, à venir.

2. Mise en production graduelle et risque

Vous semblez prévoir une mise en production graduelle de votre complexe, soit la 1re unité de liquéfaction au 1er semestre de 2025, avant la fin de la construction.

- Une telle cohabitation des unités de production et de construction ne constituerait-elle pas un danger accru ? Comment est-ce prévu ? Quelles contingences sont prévues ?

C'est très typique dans l'industrie du GNL de construire les unités de liquéfaction en séquence afin de mieux gérer les opérations de construction incluant la main d'œuvre et les équipements; la plupart des usines de liquéfaction de GNL construites ont suivi ce processus.

Une usine de liquéfaction de GNL typique se compose d'une ou plusieurs unités de liquéfaction. Une unité de liquéfaction peut être considérée comme une unité de liquéfaction autonome, c'est-à-dire qu'elle peut être arrêtée sans affecter les opérations des unités adjacentes, de même qu'une unité peut être en service tandis que l'autre unité est en construction. Ce principe s'applique également aux périodes de maintenance.

Pour compléter la première unité, tous les utilitaires courants (et équipements communs) doivent être complétés tels que les lignes de chargement, les premiers réservoirs de stockage de GNL, la jetée et le quai de transbordement, les torchères, la salle de contrôle etc. La deuxième unité sera terminée isolée pendant le processus de démarrage de la première unité.

L'équipe de projet et d'exploitation doit suivre le processus et la procédure de sécurité pour démarrer l'unité en toute sécurité et l'équipe de construction mettra en œuvre toutes les leçons tirées de la construction de la première unité pour optimiser cette construction, tout en mettant en place les procédures de sécurité nécessaire.

À titre d'exemple, toutes les usines de liquéfaction suivantes sont construites de la même manière, avec d'excellents performance de sécurité :

1. É.U : Cameron LNG T1/T2 et T3 en cours de mise en opération depuis avril 2020
2. É.U : Freeport LNG T1/T2 et T3 en cours de mise en opération depuis mars 2020
3. É.U : Cheniere Energy Sabine Pass T1/T2/T3/T4/T5 et T6 en construction actuellement
4. É.U : Cheniere Energy Corpus Christi T1/T2 et T3 en construction actuellement
5. Australie : APLNG T1/T2
6. Australie : QC LNG T1/T2

7. Australie : Gladstone LNG T1/T2
8. Australie : Wheatstone LNG T1/T2
9. Trinité et Tobago LNG T2/T3
10. Canada : LNG Canada est un complexe de liquéfaction avec plusieurs unités qui suit la même logique de construction et opération

Le document en Annexe 2 *CII Safety Summary Report 2020* joint fait état des performances de sûreté et sécurité du contracteur Bechtel avec lequel GNL Québec travaille.

3. Compensation pour la perte d'habitat

L'aménagement des structures maritimes induirait un empiètement dans l'habitat du poisson de l'ordre de 243 m3. GNLQ s'engage dans son étude d'impact à « compenser l'empiètement direct des infrastructures au sein de l'habitat du poisson, comme prescrit par la Loi sur les pêches. Pour ce faire, la perte réelle occasionnée par le projet devra être établie en regard du type, de la qualité et de l'utilisation du milieu impacté. »

- Décrivez plus spécifiquement quelles mesures de compensation pour cet empiètement pourraient être appliquées.

*Référence : PR 3.1. Section 8.5.6.2.

La Loi sur les pêches priorise la compensation des impacts sur l'habitat du poisson par l'aménagement d'habitats offrant des caractéristiques et des fonctions similaires à celui affecté par le projet. Dans le cas du terminal maritime prévu d'Énergie Saguenay, l'option à privilégier serait donc de compenser des habitats directement dans le Saguenay.

Des exemples de projets de compensation d'habitat dans le Saguenay incluent l'installation de récifs artificiels et la restauration d'habitats côtiers. Un cas particulièrement intéressant est celui de l'éperlan arc-en-ciel, considérant l'importance de cette espèce dans la communauté de poissons du Saguenay et sa valorisation pour les pêches récréatives et autochtones. Des travaux de caractérisation des habitats sont d'ailleurs en cours par différents organismes, dont l'Université du Québec à Chicoutimi, ce qui permettra de mieux comprendre l'état des habitats et les besoins de restauration.

Advenant qu'aucune opportunité de compensation ne soit trouvée dans le Saguenay, des interventions en eau douce pour espèces diadromes pourraient alors être envisagées. Des exemples de ce type de projet incluent l'amélioration d'habitats de saumon ou d'anguille dans en rivière.

Dans tous les cas, le plan de compensation doit être soumis et accepté par le ministère des Pêches et Océans Canada. La Politique sur l'application de mesures visant à compenser les effets néfastes sur le poisson et son habitat en vertu de la Loi sur les pêches (http://www.dfo-mpo.gc.ca/pnw-ppe/reviews-revues/policies-politiques-fra.html) explique en détail le processus.

4. Femmes et emplois

- Est-ce que des mesures d'inclusion sont prévues afin de favoriser l'accès des femmes aux emplois qui seraient créés par votre Projet ?

GNL Québec est conscient de la problématique d'attraction et de rétention des femmes en milieu manufacturier. Nous savons également que les femmes sont encore en minorité sur le marché du travail dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean et nous souhaitons que la venue d'Énergie Saguenay ait une incidence positive sur cette réalité.

C'est un défi de taille pour lequel nous comptons encore une fois être à l'avant-garde afin de valoriser le travail des femmes au sein de notre entreprise. Notre culture et vision de la gestion des ressources humaines favorisent la diversité et l'inclusion dans les processus d'embauche et d'ailleurs en 2020, l'entreprise comptait sur 51% de son effectif féminin pour mener à bien les travaux de la phase de développement en cours, une tendance que nous désirons maintenir tout au long de la vie de l'entreprise. Dans le contexte de rareté de main d'œuvre et d'une région en baisse démographique, l'inclusion des femmes représentera un atout majeur.
L'usine de GNL Québec sera la plus technologique au monde et misera sur des emplois 4.0. Les emplois seront donc bien différents de ce qu'on retrouve dans des milieux manufacturiers plus traditionnels et typiquement masculins.

En matière d'attraction, nous croyons qu'une partie de la problématique réside dans l'image du secteur manufacturier typiquement masculin, il faudra donc prévoir une campagne de recrutement qui comprendra des actions médiatiques, promotionnelles, mais également des actions très concrètes telles que des visites virtuelles d'usine avec la réalité augmentée.

Il faudra également travailler avec les maisons d'enseignement locales pour faire valoir auprès des jeunes femmes les emplois 4.0 de notre usine et leur faire voir quelle carrière peut leur plaire chez nous. Tout ceci dans le but d'accroître la présence féminine dans les programmes professionnels, collégiaux et universitaires en lien avec nos emplois. On pourrait par exemple penser à des conférences ou des présentations vidéo sur la réalité de notre usine.

Il faut parler de diversité et d'inclusion des genres à tous les niveaux de l'entreprise. Il est d'ailleurs prévu de former et sensibiliser notre personnel interne sur la diversité et la civilité en milieu de travail, tout en ayant la réponse appropriée pour les comportements inappropriés, notamment en matière de harcèlement et de discrimination. Nous mettrons également en place un programme de gestion des talents prévoyant des actions spécifiques pour attirer, recruter et retenir les employées féminines.

Enfin, diverses mesures de conciliation travail-famille sont déjà présentes dans l'entreprise, notamment une politique de télétravail, l'accès à la télémédecine, la flexibilité dans les horaires de travail, etc.

- Dans le contexte de votre participation à l'élaboration de programmes de formation dans la région, est-ce qu'une attention particulière est portée à l'intégration des femmes dans ces programmes de formation ? Quelles sont les mesures prévues ?

En phase construction, nous avons l'intention d'aborder ce sujet dans notre comité éducation et main-d'œuvre afin d'amener l'industrie à trouver des solutions, et nous désirons participer à mettre en place un programme qui favorisera les femmes. Il y a aussi des organisations qui ont déjà de bonnes pratiques desquelles nous pourrons certainement nous inspirer. C'est un enjeu que nous désirons discuter avec le milieu afin de mettre en place des solutions concrètes qui auront un réel impact local.
Enfin, nous avons l'intention de travailler avec les organismes d'employabilité locaux (Service Québec, accès travail femmes, etc.) et les acteurs de la formation pour mettre en place des formations sur les nouvelles technologies 4.0 qui pourraient être offertes en priorité aux femmes. On informera alors sur les emplois du futur et on travaillera sur les compétences à développer, soit :

- La capacité d'innovation et la créativité
- La résolution de problèmes complexes
- L'analyse de données
- La sécurité des actifs informationnels et,
- La capacité d'adaptation.

- Combien de femmes pourraient théoriquement être à l'emploi d'Énergie Saguenay pour le projet GNLQ ?

Nous avons l'objectif ambitieux de maintenir la parité hommes-femmes que nous avons actuellement. Notre système d'information en ressources humaines devrait nous permettre de suivre ces indicateurs de performance en matière de diversité et d'inclusion pour couvrir tout le cycle de vie d'une carrière, de l'embauche à la retraite et ainsi de nous réajuster en conséquence au fur et à mesure de l'évolution de l'entreprise.

- Quel serait leur salaire moyen en comparaison de celui des hommes ?

GNL Québec compte adopter des pratiques exemplaires en matière d'équité salariale. Ainsi pour des catégories de postes équivalents, la différence homme/femme n'existera pas. Afin de favoriser l'équité et un bon climat de travail, GNL Québec croit qu'il est important d'être transparent en ce qui concerne les critères de rémunération et de promotion. Nous croyons également qu'il est important de multiplier les

occasions de développement et d'avancement par le biais de programmes de gestion des talents, de carrière et de coaching qui seront axés sur la valorisation des femmes dans les postes de haute direction.

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com

5. Flotte de méthaniers

Y a-t-il des exemples d'autres promoteurs de projets de gaz naturel liquéfié de la taille du projet Énergie Saguenay qui ont fait construire leur propre flotte de méthaniers ? Comment ce choix de l'initiateur se répercuterait-il sur le prix de vente de son gaz naturel liquéfié ?

Plusieurs projets de terminaux de GNL contrôlent le transport en ayant des flottes dédiées. En voici quelques exemples :

- Mozambique LNG contrôle une flotte de 16 navires « standards » dédiés au projet et opérés par quatre armateurs;
- Yamal, en eau arctique, fait construire 10 navires dédiés au projet. Il s'agit de navires spécialisés certifiés « Arc 7 » soit la classe de glace la plus rigoureuse;
- Nigeria LNG opère la propre flotte de méthanier depuis 1997;
- Quatargas opère sa propre flotte de 45 méthaniers de type Q-Flex.

Les contrats de vente présentement en négociation sont de type « DES – Delivered ex-ship » c'est-à-dire que le transport est la responsabilité d'Énergie Saguenay. Ainsi toutes les dépenses liées au transport (incluant les assurances) sont incluses dans le prix de vente.
La stratégie d'expédition et la conception des navires tiennent compte des enjeux locaux et toutes les implications financières ont été prises en compte dans le coût du fret sur la base des estimations des coûts d'investissement supplémentaires pour les navires. Cela est vrai que le transport soit assumé par le vendeur ou l'acheteur. Ainsi ces coûts sont présents, peu importe la stratégie de transport.
L'impact sur le prix de vente est négligeable, dans la mesure où celui-ci doit demeurer compétitif sur les marchés.

7- Émissions de GES (indirectes)

Dans l'analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG, les émissions indirectes associées à la consommation d'électricité du complexe de liquéfaction sont estimées à 106 000 t éq CO_2/an. L'analyse présentée dans l'étude d'impact les évalue à 9 777 t éq CO_2/an.

- Veuillez expliquer la différence entre ces estimations des émissions indirectes associées à la consommation d'électricité du complexe de liquéfaction.

Tout comme dans la situation couverte dans la question 8 et 11, l'analyse de cycle de vie (ACV) évalue les émissions de GES au-delà des émissions de Scope 1 de chacune des étapes (ce qui est le périmètre couvert par l'étude d'impact). La différence s'explique donc par un périmètre d'analyse différent et une méthodologie de comptabilisation plus large dans l'ACV.

Les émissions indirectes associées à la consommation d'électricité peuvent être partagées en deux types d'émissions

- Les émissions de Scope 2 de GNL Québec (ou émissions de Scope 1 d'Hydro-Québec) associées à la consommation d'électricité sont donc de l'ordre de 9 777 t CO_2e / an.
- Les émissions de Scope 3 de GNL Québec (ou émissions de Scope 2-3 d'Hydro-Québec) associées à la consommation d'électricité prennent en compte la construction des barrages, des lignes de transmission, gradateur, disjoncteurs etc. nécessaires à l'acheminement de l'électricité mais déjà en place dans le cas d'Hydro-Québec. Ce sont des émissions qui ont déjà eu lieu et elles constituent la différence entre le chiffre de l'étude d'impact et le chiffre de l'ACV.

A noter que les émissions de Scope 2 de GNL Québec associées à la consommation d'électricité, tout comme la méthode de l'ACV, sont régies par des normes ISO (ici ISO-14064).

Ces données d'analyse du cycle de vie sont représentatives des données ACV déterminées par le bouquet électrique d'Hydro-Québec.

8- Émissions de la phase de construction

Dans l'Analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG, les émissions associées aux infrastructures, c'est-à-dire les émissions liées à l'approvisionnement et à la construction du terminal – pour la production de ciment, d'acier et plus particulièrement de carburant diesel consommé lors de l'édification du terminal - annualisées selon le niveau de production anticipé du terminal, représentent près de 176 kt éq. CO_2/an. Les émissions associées aux infrastructures ont été annualisées sur une période de 50 ans.

Dans l'étude d'impact, les émissions de GES de la phase de construction sont évaluées à 238 112 tonnes de CO_2eq sur 5 ans.

- Comment s'explique la disparité entre le calcul des émissions de GES pendant la phase de construction présentée dans l'étude d'impact et celui de l'ACV ?

Comme à la réponse précédente, la disparité s'explique par le périmètre d'analyse différent dans l'étude d'impact en comparaison à une ACV. Alors que l'analyse d'impact ne considère que les émissions liées à l'énergie nécessaire pour la construction (dites de Scope 1 dans le langage ACV), l'ACV prend en compte ces émissions de Scope 1 mais aussi, de façon plus importante, tout le cycle de vie des matériaux (acier, équipement etc.) acquis sur le marché international. Ces émissions supplémentaires sont appelées émissions de Scope 2 et 3 et sont comptabilisées dans le bilan des producteurs de matériaux, fabricant d'équipements etc.
En général, ces émissions de Scope 2 et 3 auraient lieu que le projet aille de l'avant ou non, car elles ne viennent pas d'activités purement dédiées au projet Énergie Saguenay (à savoir, l'acier produit et vendu à GNL Québec serait toujours produit mais vendu à un autre client par exemple). Par conséquent, il n'est pas surprenant que les données ACV soient plus élevées que ce qui est considéré par l'étude d'impact car elles englobent un périmètre beaucoup plus vaste.
La même réflexion s'applique aux émissions en amont qui englobent une large quantité de GES qui sont liées à la construction d'infrastructures qui sont déjà en place telles que la Conduite Principale de TC Énergie, le système de gazoduc NGTL en Alberta/Colombie-Britannique ou encore les barrages d'Hydro-Québec. À cet effet, lorsqu'une ACV est prise hors de son contexte, elle peut amener à une mauvaise compréhension des émissions directes et réelles de GES, imputable au projet Énergie Saguenay. Une analyse de cycle de vie est atemporelle et comprend les émissions de GES directes et indirectes, pour les opérations et la construction de toutes les infrastructures, même celles déjà construites.

9- Taux de gaz à effet de serre

« Le projet Snohvit en Norvège est actuellement celui qui émet le plus faible taux de GES, soit environ 0,22 (t) tonne de CO_2 par tonne de GNL produite. Le Projet serait pour sa part à un taux très inférieur, se situant près de 0,04 t de CO_2 par tonne de GNL produite. »

- Comment s'explique cet écart ?

L'usine de Snohvit utilise un procédé de réfrigération à Mixed Fluid Cascade utilisant des moteurs électriques alimentées par une turbine à gaz générant l'électricité. Cette configuration est différente de la configuration typique des usines de liquéfaction de gaz naturel tel que décrit lors des audiences en ce que les compresseurs fonctionnent à l'électricité produite à partir de gaz naturel, plutôt qu'à l'énergie produite par la combustion directe du gaz naturel. L'un des avantages de cette configuration est le découplage de la capacité de liquéfaction des moteurs, car les moteurs d'entraînement électriques des compresseurs peuvent fonctionner presque en continu. GNL Québec pourra bénéficier du même avantage d'un point de vue opérationnel. Si les compresseurs devaient être entraînés directement par les turbines à gaz, il y aurait des limitations car seulement certaines tailles de turbines à gaz sont disponibles. L'usine de Snohvit bénéficie également du climat froid du nord de la Norvège, qui permet au processus et aux turbines à gaz naturel de fonctionner plus efficacement, ce qui sera aussi possible pour GNL Québec, le climat du Saguenay était sensiblement similaire. D'après les données d'Equinor en 2012, Snohvit émettait 1 028 470 tonnes de CO_2e pour une production maximale de 4,6 mtpa, soit un taux de 0,22 tonne de CO_2e par tonne de GNL produite. Ce chiffre est également confirmé dans le document de comparaison fourni par Chevron pour les études de son projet de liquéfaction Gorgon LNG en Australie[1]. Le projet Énergie Saguenay pouvant être alimenté sans avoir recours à des turbines à gaz ou à l'autoconsommation de gaz naturel, cela permet d'atteindre le chiffre référence de 0,04 tonne de CO_2e par tonne de GNL produite, ce qui est la meilleure performance au niveau mondial des usines en opération, construction ou développement.

[1] https://australia.chevron.com/-/media/australia/our-businesses/documents/Draft-EIS-ERMP_full-report.pdf

10- GES émis avec et sans l'approvisionnement

L'analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG montre que les émissions de GES associées à l'opération du complexe de liquéfaction seraient réduites de 84 % par rapport à un terminal conventionnel (dans le golfe du Mexique). En incluant les étapes de l'approvisionnement en gaz naturel, elles seraient réduites de 33 % par rapport au terminal conventionnel.

- Comment expliquer que l'écart se réduise ainsi lorsqu'on tient compte de l'approvisionnement ?

La réduction de l'écart en % est uniquement due au fait que le dénominateur du calcul augmente d'autant que le numérateur, à savoir :

- Dans le calcul des émissions et la comparaison au niveau des opérations du complexe de liquéfaction, on compare les émissions de GNL Québec vs celles d'un terminal conventionnel;
- Dans le calcul des émissions et la comparaison sur toute la chaine amont, on ajoute à la fois au numérateur et au dénominateur du ratio la même quantité d'émissions ce qui, par définition mathématique, fait que l'écart se réduise.

Cependant, il est important de noter que l'analyse de cycle de vie (ACV) considère que la chaine amont américaine et la chaine amont canadienne ont les mêmes performances environnementales. Or, il a été prouvé que le niveau d'émissions de CO_2 et d'émissions fugitives de la chaîne amont canadienne est bien plus faible que celui des É.U (et encore plus faible que d'autres juridictions autour du monde). À cet effet, nous invitons la commission à prendre connaissance des documents en annexe 3 et annexe 4 (*5._C_Performance environnementale Canada* et *161-00666_GNL_QetR_Complement_AEIC_ACEE69)* qui fournissent plus d'informations sur le sujet. Il est donc attendu que le chiffre de 33% de l'ACV soit en réalité bien supérieur du fait de la performance environnementale du Canada dans l'industrie du gaz naturel.

11- Émissions de GES associées à la regazéification

- Combien d'émissions en tonnes d'eq CO_2 seraient générées par l'étape de la regazéification du GNL sur les marchés d'exportation ?

Les émissions directes de Scope 1 d'après la méthodologie ACV des étapes de regazéification à prendre en compte pour les opérations de regazéification sont de 405 000 tonnes de CO_2e par an. Ces émissions sont celles à prendre en compte quant à la quantité réelle d'émissions annuelles pour la regazéification.

Les émissions indirectes de Scope 2-3 des étapes de regazéification (émissions en relation avec la construction des infrastructures etc. et donc qui ont déjà eu lieu pour la construction de ces terminaux de regazéification) sont de 805 800 tonnes de CO_2e par an. Ces émissions sont à prendre en compte uniquement sur une base d'analyse de cycle de vie, mais il est important de noter qu'elles ont déjà été émises pour la construction notamment de ces terminaux

Le document DA3 sur le site du BAPE effectue la même séparation entre les émissions réelles directes et celles qui auraient déjà eu lieu mais qui sont mesurées selon la méthode de l'analyse de cycle de vie, en ce qui concerne les étapes amont au projet Énergie Saguenay.

13. Carboneutralité du complexe de liquéfaction

- Quel type de reddition de compte allez-vous produire en lien avec votre engagement en matière de carboneutralité ?
- Est-ce que l'achat de permis d'émission requis par le SPEDE pour couvrir la totalité des émissions directes du terminal s'ajouterait à la compensation de la totalité des émissions dans le contexte de cet engagement pour un terminal carboneutre ?

La comptabilité des tonnes de GES évitées, captées et compensées (selon le cas) sera réalisée par une tierce partie et auditée de manière indépendante, de la même manière que pour les émissions de GES dans le cadre du RDOCEA et du SPEDE. Un chapitre du rapport annuel de développement durable sera consacré au GES.
Selon la règlementation actuelle, chaque tonne admissible au SPEDE doit être couverte par un droit d'émission. L'engagement de carboneutralité est donc fait de manière complètement indépendante du SPEDE de manière additive.

15- Analyse de cycle de vie : durée de vie utile des installations

Dans l'analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG, les émissions associées aux infrastructures c'est-à-dire les émissions liées à l'approvisionnement et à la construction du terminal – pour la production de ciment, d'acier et plus particulièrement la consommation de carburant diesel lors de l'édification du terminal – ont été annualisées selon le niveau de production anticipé du terminal.

- Quelle est la durée de vie utile des installations comparables exposées à des conditions climatiques similaires qui est considérée dans l'analyse de cycle de vie ?

La durée de vie nominale et minimale de l'installation a été choisie pour être de 25 ans afin d'être conforme au permis d'exportation délivré par l'ONÉ pour le projet. Cependant, les usines de GNL, en raison des propriétés dites de « clean fluid » du gaz naturel et du GNL, du haut niveau de technologie et de systèmes de sécurité, et des régimes de maintenance rigoureux (nécessaire pour assurer le fonctionnement continu et la sécurité), fonctionnent généralement bien plus longtemps que la durée de vie minimale déclarée pour le projet.

Par exemple, la liste non-exhaustive suivante fournit des exemples de projets toujours en opération depuis plusieurs décennies, à l'exception de Kenai LNG (Alaska). Ce projet a cessé ses opérations en 2015, après plus de 4 décennies de service, pour des raisons commerciales.

Usines	Années d'opération	Mise en opération	Statut
Woodside Phase III, unités 1 & 2 Karratha, Australie Occidentale	31	1989	En opération
Bontang LNG Plant (unités initiales)	43	1977	En opération
Malaysia MLNG SATU (3 unités initiales)	37	1983	En opération
Brunei LNG Plant (5 unités initiales)	47	1973	En opération
Kenai LNG Plant, Alaska, USA	46	1969	Pas en opération (2015)

On peut noter que la plupart de ces usines se trouvent dans des environnements plus corrosifs que Saguenay en raison de leur proximité avec les océans et l'eau salée, il est donc raisonnable de s'attendre à ce que l'installation Energie Saguenay ait une très longue durée de vie. De plus, Kenai LNG est situé en Alaska où le climat (froid et

neige) est très similaire au climat du Saguenay. La production de GNL dans les climats froids (par exemple, Kenai, Alaska; Hammerfest, Norvège; Yamal et Sakhaline, Russie) s'est avérée techniquement viable. Les solutions avancées d'isolation thermique pour les canalisations et équipements de GNL fonctionnant à des températures cryogéniques limiteront le transfert de chaleur et offriront une résistance mécanique, à l'humidité et à la corrosion, de sorte que le contrôle du processus et la sécurité de l'usine soient assurés avec une longue durée de vie. Les études d'ingénierie n'ont pas fait état de risques opérationnels sur la durée dus aux conditions climatiques, qui, il est important de le noter, font partie des avantages du projet dans la mesure où le gaz naturel doit être refroidi à -162C, entrainant ainsi de véritables gains d'efficacité de procédé.

- Veuillez expliquer pourquoi les émissions associées aux infrastructures ont été annualisées sur une période de 50 ans compte tenu de la durée de vie utile estimée des installations.

Les émissions associées aux infrastructures ont été annualisées sur une période 50 ans ce qui est la limite haute des estimations d'opération et de durée de vie utile estimées des installations. Une annualisation sur 25 ans viendrait doubler le chiffre fourni par le CIRAIG dans son analyse en ce qui a trait aux émissions associées aux infrastructures. Il est également important de rappeler qu'il est permis de penser que ces émissions auraient lieu que le projet aille de l'avant ou non, car elles sont liées à des activités notamment pour la fabrication de l'acier qui auraient lieu pour d'autres types de construction (pas nécessairement un projet de GNL) ailleurs dans le monde.

16- Émissions fugitives de méthane

- Quel est le taux d'émissions fugitives de méthane retenu à chacune des étapes du projet évaluées dans l'analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG ?
- En incluant divers scénarios des fuites de méthane (analyse de sensibilité) comment est-ce que cela fait varier les émissions en eq. CO_2 calculées dans l'analyse de cycle de vie ?

Plusieurs études sur les émissions fugitives de méthane ont été réalisées, généralement aux États-Unis et basées sur les informations disponibles au moment où elles ont été réalisées. Cependant, la méthodologie ayant rapidement évolué, ces études ont produit des résultats et des conclusions divergents. Cette évolution (normale) peut être retracée sur une période de 10 ans et déclinée en quatre grandes tendances :

- **Les premières approximations (2010-2012)** : une série d'études basées sur un nombre limité de données de terrain. Par conséquent, diverses hypothèses ont été posées quant aux pratiques sur le terrain et au niveau de production des divers sites. Le niveau d'émissions fugitives évalué sur le cycle de vie varie alors entre 2 et 9% de la production d'un puits/site. **Ces études ont permis de mettre en lumière une problématique potentielle qui se devait d'être vérifiée**.
- **Les mesures de terrain (2012-2015)** : En raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures et des pratiques de terrain sur de multiples sites ont été réalisées. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la baisse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie évalué par ces études se situe généralement entre 1 et 2% avec un niveau d'émissions sur le site d'extraction de près de 0.5% de la production de gaz naturel.
- **Les études par mesure de la concentration atmosphérique et/ou observations satellites (2012-2016)** : En raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures de la concentration atmosphérique ont été réalisées. Contrairement à l'approche par mesures directes de terrain, ces études mesurent la concentration atmosphérique environnante d'un site d'extraction (ou d'opération) et tentent d'attribuer la responsabilité des concentrations atmosphériques mesurées aux divers sites selon des modèles atmosphériques. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la hausse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie moyen évalué par ces études se situe aux alentours de 9% à 12%.
- **Dichotomie et réconciliation entre les mesures de terrains et les mesures de concentration atmosphérique (2015-maintenant) :** Qui dit vrai ? Les études basées sur la concentration atmosphérique sont-elles trop incertaines

en attribuant de façon erronée la responsabilité des émissions de méthane mesurées à des sites d'extraction du gaz naturel ? Captent-elles au contraire des émissions non considérées par l'approche basée sur des mesures directes auprès de sources d'émissions identifiées au préalable ? Pendant plusieurs années la question demeure sans réponse, alimentant l'incertitude sur la question du gaz naturel. **Ce n'est que fin 2017 (et plus particulièrement en 2018) que des études ont pu offrir une réconciliation au profit des études basées sur les mesures directes sur le terrain**.

En effet, en juin 2018, l'étude d'Alvarez et coll. (2018), réalisée pour le compte du Environemental Defense Fund (EDF), a publié une étude réconciliant les deux approches de façon statistique (figure suivante). Comme indiqué, seuls les bassins du Uinta et West Arokoma montrent une différence significative entre les approches. La variation relative entre les approches pour les autres régions se situe généralement dans un intervalle de ± 10%.

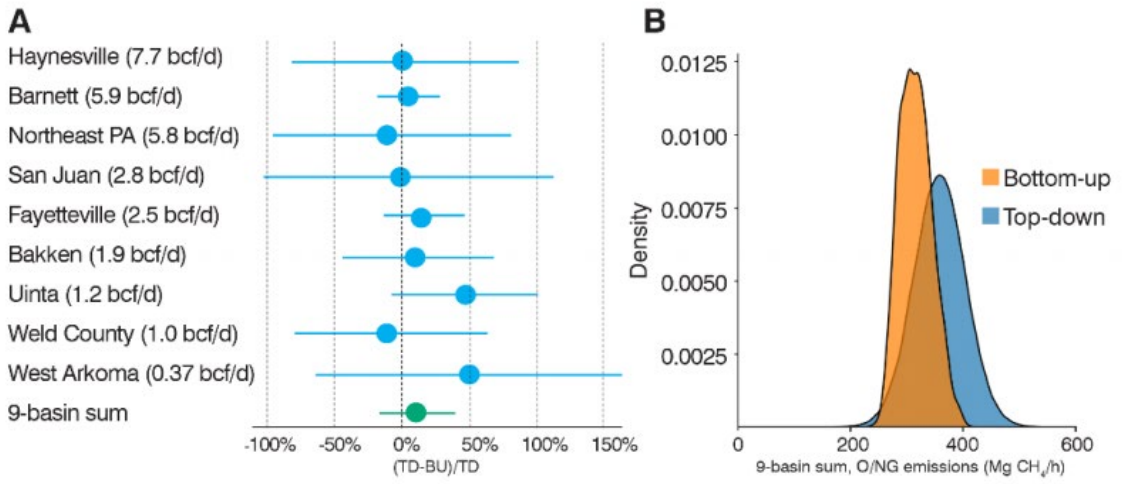


Figure - Réconciliation des deux approches (EDF, 2018)

Alors que l'approche par mesures directes sur le terrain continue de fournir une estimation des émissions fugitives entre 1 et 1,5% (1.4% selon le U.S. EPA) de la production d'un puits de gaz naturel, l'approche par mesures de la concentration atmosphérique s'est, en moyenne, rapprochée de ces estimations avec une valeur de 2,3 % de la production d'un puits – ce qui est loin des premières estimations avec cette approches qui évaluaient les taux de fuites entre 8 à 12 % de la production d'un puits.
Les auteurs de cette dernière étude ne prennent pas position pour expliciter les raisons des différences observées. L'explication des différences apparente a plutôt été mis en lumière par une étude parallèle. En effet, les travaux de l'université du Colorado ont permis une meilleure compréhension des différences entre les approches. Les résultats de

l'étude sont présentés à la Figure. Il est possible d'y observer que la fenêtre de mesures de l'approche top-down n'est pas nécessairement représentative de l'inventaire temporel de l'approche bottom-up.

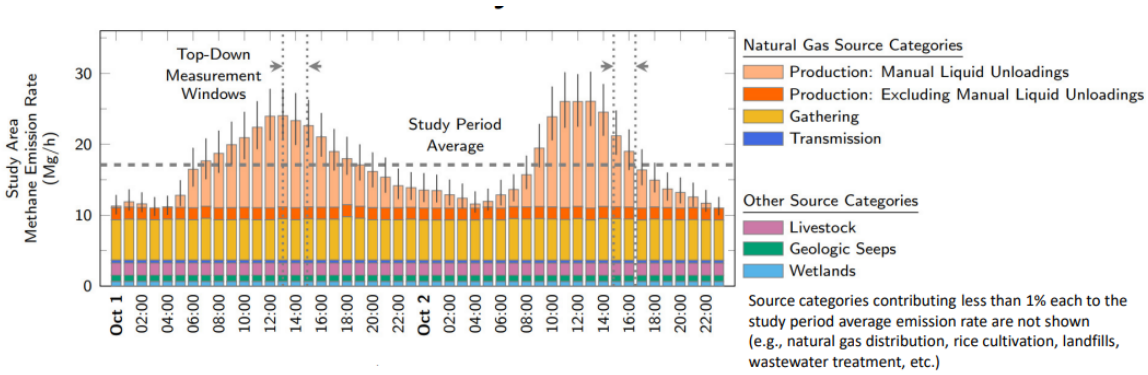


Figure - Variations temporelles des émissions fugitives selon les deux approches (Vaughn et coll., 2018)

En effet, les émissions associées au dégazage manuel des liquides (« manual liquid unloading ») varient dans le temps. Ainsi, si les conditions climatiques de la prise de mesure top-down corrèle un moment où le dégazage manuel des liquides est à son plus élevé (tel que présenté dans cette figure), les résultats s'en trouveront affectés. Il est normal que l'approche top-down produisent des résultats plus variables selon le moment de la journée où les mesures sont prises.
Par conséquent, une approche par mesure directe sur le terrain est privilégiée et les données publiées par Allen et coll. (2013) – l'étude reprise de façon prépondérante par Alvarez et al. (2018) (c.-à-d. EDF) – ont été utilisés pour créer l'inventaire des émissions fugitives. Cet inventaire est présenté ci-bas et considère un taux de production total (c.-à-d. RUE) de 50 Mm3 sur une période de 15 an basée sur les données de O'Sullivan et coll. (2012).

Étape	Données
Sur site (travaux de forage)	
Forage (g CH_4/s)	34
Forage (% RUE)	0.13% (0.03-0.26%)
Sur site (exploration et extraction)	
Pompe à injection chimique (m^3/puits)	5443 (3282-7604)
Pompe à injection chimique (% RUE*)	0.01% (0.00-0.03%)
Contrôleurs pneumatiques (m^3/puits)	24378 (32322-16441)
Contrôleurs pneumatiques (% RUE)	0.05% (0.01-0.13%)

Fuites d'équipements (m^3/puits)	14291 (5746-22835)
Fuites d'équipements (% RUE)	0.03% (0.00%-0.09%)
Dégazage des liquides (« *Liquid unloading* ») (m^3/puits)	111922 (48345-224688)
Dégazage des liquides (« *Liquid unloading* ») (% RUE)	0.22% (0.02-0.90%)
Torchère (m3/puits)	7620
Torchère (% RUE)	0.01%
Près du site	
Rassemblement (kg/hr)	8
Rassemblement (% RUE)	0.3 (0.1-0.5%)
Traitement (% RUE)	0.15 [0.1-0.26]
Transport (hors site)	
Transmission (kg/km)	620 (598-1400)
Transmission (% RUE)	0.04 [0.04-0.09]
Distribution (kg/km)	452 (400-823)
Distribution (% RUE)	0.22 [0.2-0.41]
Sous-total émissions fugitives de l'amont (% RUE)	**1.2** **[0.51-2.7]**

Il est à noter que la majorité des études d'émissions fugitives a été effectuée aux É.U mais qu'il est prouvé que le réseau canadien de gazoducs est plus fiable que celui des États-Unis, et que la performance environnementale des producteurs canadiens, en ce qui a trait au torchage et au venting, fait partie des plus hautes au monde. À cet effet, le document en annexe 3 montre que le Canada en comparaison aux États-Unis a une intensité de torchage 6x moins élevée et une intensité d'émissions fugitives et de venting de l'ordre de 5% moindre qu'aux É.U[2].

Sinon à ces émissions s'ajoutent les émissions de méthane associées au terminal de liquéfaction, du transport par méthanier, du terminal de liquéfaction, de la transmission (identique à ce qui a été considéré plus haut) et de la combustion du gaz naturel.

[2] Données Banque Mondiale 2020 et AIÉ 2019

Les données suivantes ont été utilisées ainsi que leurs sources de données :

	Émission de méthane	Source des données
Terminal de liquéfaction		Données fournies par GNL Qc
Méthanier (incluant avitaillement)	2.12E-6 kg/tkm	Base de données ecoinvent
Regazéfication	7.0E-5 kg /m^3	Base de données ecoinvent
Génération d'électricité - Asie	8.40E-6 kg/kWh	Base de données ecoinvent
Génération d'électricité - Europe	6.20E-6 kg/kWh	Base de données ecoinvent
Génération d'électricité – Am. Sud	6.12E-6 kg/kWh	Base de données ecoinvent
Génération de chaleur	2.222E-6 kg/MJ	Base de données ecoinvent
Transport routier	5.818E-5 kg/km	Base de données ecoinvent

Ainsi, bien qu'il reste encore des « supers émetteurs », des sources d'incertitudes, des pratiques variables et du travail à réaliser pour minimiser les émissions fugitives de méthane, les plus récents travaux laissent sous-entendre que les émissions de GES du gaz non conventionnel sont globalement similaires à celles du gaz naturel conventionnel et se situent entre 1% (approche mesure directe) et 2% (approche concentration atmosphérique). Différentes études dont notamment une étude réalisée par le centre en sciences du climat du Lawrence National Berkeley Lab de l'Université de Berkeley en Californie, en 2019-2020, a démontré que la production de gaz naturel à partir de méthodes non conventionnelles n'est pas une source d'augmentation majeure de méthane dans l'atmosphère.

Considérant les variations possibles, il a été évalué que les conclusions avantageuses obtenues pour le GNL du Saguenay peuvent toutefois être inversées si les émissions fugitives s'avèrent beaucoup plus élevées que 1.2% :

- Les émissions fugitives devront s'établir à plus de 15 % de la production d'un puits si le GNL substitue le charbon pour la génération d'électricité
- Les émissions fugitives devront s'établir à plus de 8% de la production d'un puits pour la substitution du charbon pour la génération de chaleur
- Les émissions fugitives devront s'établir à plus de 4% de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers pour la génération de chaleur
- Les émissions fugitives devront s'établir à plus d'entre 2,2 et 3% de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers utilisés comme carburant pour les transports.

En addition de ces informations relatives aux émissions fugitives, nous invitons la Commission à prendre connaissance de l'annexe 4 déposé à l'AEIC et qui a trait aux performances environnementales du Canada dans le secteur du gaz naturel et qui fournit notamment des informations sur les fuites de carbone qui pourraient survenir si la production anticipée par le projet Énergie Saguenay était fournie par un projet établi dans une autre juridiction.

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com

17- Stratégie approvisionnement de la molécule GN

Veuillez préciser quelle stratégie d'approvisionnement vous envisagez en matière de molécule de gaz naturel.

a) Avez-vous l'intention de privilégier un type de fournisseur en particulier ? Producteur, courtier, agrégateur, etc. ?

GNL Québec privilégie la contractualisation de l'approvisionnement avec les producteurs en direct

b) Avez-vous l'intention de privilégier un type de contrat en particulier ? Achats spots, contrats de court, moyen, long terme ?

GNL Québec privilégie des contrats long terme (15 ans et plus) afin de supporter le financement dit *non-recourse* du projet. L'intégralité des contrats actuellement en négociation ou négociés sont des contrats long terme, ce qui offre une perspective attrayante pour les producteurs qui cherchent à sécuriser des revenus stables afin de gérer leurs opérations et différents programmes d'investissement

c) Avez-vous l'intention d'utiliser des contrats à terme ou d'autres produits financiers dérivés afin de limiter les fluctuations des prix d'acquisition de la molécule ?

Il n'est pas prévu en l'état que GNL Québec prenne des risques quant à la fluctuation du marché dans la mesure où le modèle d'affaires n'est pas un modèle dit « *merchant* ». GNL Québec propose une infrastructure *midstream*. Cependant, il est possible (mais peu probable) que les banques requièrent un certain niveau protection supplémentaire à travers des programmes de *hedging*, même si ceci n'a pas été requis dans les projets de liquéfaction de gaz naturel similaire qui ont été financés dans les dernières années en Amérique du Nord. La Société Générale est la banque d'affaires nous conseillant sur le domaine et a été très largement impliqué dans le financement de la grande majeure partie des dernières usines de liquéfaction financées de part le monde (É.U, Russie et Mozambique).

d) Avez-vous l'intention de privilégier un type de gaz naturel en particulier ? Gaz conventionnel, gaz de schiste, gaz naturel renouvelable (GNR) ?

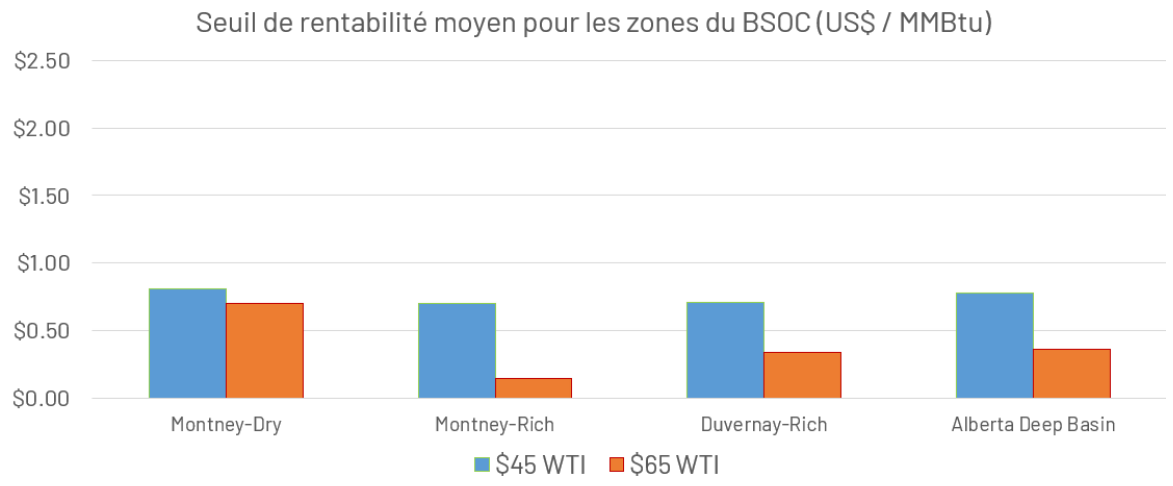
Même si GNL Québec négocie en direct avec les producteurs, nous ne sommes pas en mesure de garantir le type de gaz naturel que le producteur nous fournira. De plus, notre approvisionnement est aussi basé sur les besoins/prérequis de nos clients potentiels (en Europe et en Asie), et à ce jour, il ne nous a pas été demandé de privilégier une source plus qu'une autre. Enfin, il est important de rappeler que les gisements de gaz de schiste ne devraient fournir qu'environ 4% de la production de gaz naturel au Canada d'après la Régie de l'Énergie Canadienne.

e) Avez-vous l'intention de privilégier le GNR si un fournisseur québécois, canadien ou américain est en mesure de garantir un approvisionnement constant et en quantité suffisante ?

GNL Québec est ouvert à intégrer du GNR dans son mix d'approvisionnement si ce dernier est (1) compatible avec le design et le procédé de traitement de l'usine et (2) compatible avec les obligations financières et économiques de l'entreprise, ainsi qu'avec les prérequis de nos clients finaux. À ce jour, les perspectives de production de GNR sont trop prématurées pour le prendre en compte dans les options d'approvisionnement, mais GNL Québec est déjà impliqué à travers son programme de carboneutralité dans cette filière afin de préparer l'avenir. De plus, nous souhaitons noter qu'il n'est pas possible que nous soyons approvisionnés par un producteur américain comme expliqué dans la réponse à la question 18.

f) En précisant les hypothèses de calculs utilisées, veuillez préciser le coût d'approvisionnement en molécule que vous estimez devoir engager annuellement ainsi que la part relative de ce coût en regard du prix de revient anticipé par tpa de GNL.

Cette information est une information propriétaire de GNL Québec protégée par les ententes de confidentialité avec les producteurs avec lesquels nous sommes en négociation. Nous ne sommes pas en mesure de partager cette information dans le domaine public. Cependant, les documents de Wood Mackenzie remis à la Commission fournissent leurs prévisions de prix de gaz à AECO ainsi que des informations pertinentes sur les seuils de rentabilité et point mort en fonction des gisements. Ces informations devraient fournir une référence suffisante à la commission même si le volume et la longueur de nos contrats nous permettent d'obtenir des conditions tarifaires qui pourraient ne pas être une copie exacte des projections du marché
Le graphique ci-dessous fournit une information similaire à partir d'analyses de Scotia Bank et geoSCOUT.



18- Provenance du gaz naturel

Vous expliquez que vous avez « accès à une quantité importante de gaz naturel dans l'Ouest canadien, vendue à un tarif très compétitif par rapport au reste de l'Amérique du Nord. »

Par ailleurs, vous affirmez : « GNL Québec prévoit s'alimenter à 100 % en gaz canadien et signera donc des ententes d'approvisionnement avec des fournisseurs de l'Alberta. Par contre, il est vrai qu'une fois dans le gazoduc, le gaz est mélangé et il est impossible pour le consommateur de retracer l'origine du gaz. »

- Veuillez expliquer comment vous procéderiez pour vous assurer que le complexe de liquéfaction soit alimenté « à 100 % en gaz canadien »

Afin de s'assurer que le complexe de liquéfaction soit alimenté à 100% en gaz canadien, plusieurs éléments sont à considérer :

- GNL Québec ne négocie et ne négociera qu'avec des producteurs de gaz naturel actifs dans le Bassin Sédimentaire de l'Ouest Canadien
- Le transport de gaz naturel sur la Conduite Principale de TC Énergie circule de l'Ouest vers l'Est et la localisation de l'interconnexion entre la Conduite Principale et Gazoduq ne permet pas physiquement un flux de gaz naturel qui proviendrait d'ailleurs que l'Ouest Canadien (à savoir, le flux ne va pas de North Bay vers Ramore)
- Enfin, tous les contrats en cours de négociation avec les fournisseurs de gaz naturel exigent que le fournisseur démontre l'origine canadienne de chaque molécule vendue au projet.

- Quels sont les gisements spécifiques d'où vous prévoyez acheter le gaz naturel qui doit approvisionner le complexe de liquéfaction ? (Fournir, au besoin, divers scénarios d'approvisionnement.)

GNL Québec traitera en direct avec un large groupe de producteurs de gaz naturel, et il n'est pas possible à ce jour d'indiquer à partir de quels gisements spécifiques ce gaz naturel sera fourni à cause du réseau extrêmement intégré et interconnecté dans l'Ouest canadien. Cependant, le document de Wood Mackenzie (*GNL Quebec - Canadian Gas Market Report*) fourni à la commission permet de voir quels gisements verront la plus grande croissance de production dans les prochaines décennies (à savoir le Montney, le Deep Basin et le Duvernay)

19- Stratégie de transport du gaz naturel

Veuillez préciser quelle serait votre stratégie d'approvisionnement en matière de transport du gaz naturel.

- Avez-vous réservé auprès de TC Energy la capacité de transport dont vous auriez besoin entre l'Alberta et North Bay ?

Les informations ayant trait aux discussions actuelles avec TC Énergie sont soumises aux ententes mutuelles de confidentialité en place entre GNL Québec et TC Énergie, et ne peuvent donc être partagées. Ces discussions sont en cours. Nous souhaitons cependant souligner que la capacité de transport n'est pas requise jusque North Bay, Ontario, mais jusque Ramore, Ontario, lieu d'interconnexion entre la Conduite Principale de TC Énergie et la conduite de Gazoduq – soit une différence de l'ordre de 300 km en termes de distance de transport.

- Quel genre de garantie avez-vous obtenue de TC Energy quant à la capacité de transport de gaz naturel disponible de l'Alberta à North Bay et quant à la pérennité de cette disponibilité ?

L'ONÉ a posé une question similaire à TC Énergie lors de son processus réglementaire d'approbation de North Bay Junction Long Term Fixed Price Service (NBJ LTFP) en 2018-2019. L'ONÉ a explicitement demandé si, avec la mise en place du NBJ LTFP, la capacité restante disponible de la Conduite Principale pourrait accommoder les besoins long-terme de GNL Québec. TC Énergie y a répondu par l'affirmatif. À cet effet, nous déposons à la commission les documents suivants en lien avec ce processus réglementaire particulier à l'ONÉ en annexe 5 (Section 1.2 d) en rapport à Gazoduq) et annexe 6 (en réponse à la requête 1.2) (A97816-3 NEB – IR No. 1 – TransCanada – North Bay Junction LTFP – RH-002-2018 - A6R8R8 et A97976-2 Response to NEB IRs - A6S1H7).

- Devrez-vous payer à TC Energy des frais associés à des travaux d'ajout de capacité ou de renforcement sur le tronçon l'Alberta à North Bay ? Si oui, quel serait le délai prévu pour la réalisation de ces travaux ?

Tout besoin d'amélioration ou de remise en service d'infrastructure sur la Conduite Principale fera partie du coût de transport et devra être validé par la Régie de l'Énergie Canadienne. Comme indiqué dans la réponse précédente, l'ajout de capacité additionnelle ou des renforcements sur le tronçon n'est pas envisagé ou nécessaire.

- Devrez-vous payer à TC Energy des frais associés à des travaux d'ajout de capacité ou de renforcement à North Bay ou au point de jonction avec le pipeline de Gazoduc ? Si oui, quel serait le délai prévu pour la réalisation de ces travaux ?

Le point de jonction sera situé à Ramore et non à North Bay. Les détails des travaux en lien avec la jonction entre la conduite souterraine gaz naturel de Gazoduq Inc. et la Conduite Principale de TC Énergie sont en cours d'analyse. GNL Québec ne participe pas à cette analyse. Outre les travaux de connexion, il n'est pas anticipé que l'ajout de capacité ou des travaux de renforcement soient nécessaires à Ramore.

- Étant donné que le transport du gaz naturel est une activité à tarif réglementé au Canada, êtes-vous déjà en mesure de préciser quel sera le tarif en $/GJ que vous devriez payer ainsi que le coût annuel de transport :
    - Jusqu'à North Bay ;
    - De North Bay jusqu'à Saguenay.

Comme indiqué plus haut, les informations et discussions liées à tarification Empress-Ramore avec TC Énergie sont soumises à l'entente de confidentialité entre TC Énergie et GNL Québec. Concernant le coût de transport entre Ramore et Saguenay, l'appel de soumission non-contraignant émis par Gazoduq le 4 décembre 2019 indique une fourchette entre C$ 40.65 - 44.15/103 m^3. Le coût Empress-Ramore et Ramore-Saguenay devront tous deux être validés à travers le processus réglementaire de la Régie de l'Énergie Canadienne.

- En précisant les hypothèses de calculs utilisées, veuillez préciser le coût d'approvisionnement en transport que vous estimez devoir engager annuellement ainsi que la part relative de ce coût en regard du prix de revient anticipé par tpa de GNL.

Les informations ayant trait aux discussions actuelles avec TC Énergie sont soumises aux ententes mutuelles de confidentialité en place entre TC Énergie et GNL Québec. Cependant, un point de référence pouvant être partagé est le coût actuel du Dawn LTFP Service, accessible sur le site de la Régie de l'Énergie Canadienne.

20- Gazoduc

Sachant qu'un nouveau gazoduc serait construit par un autre Initiateur pour relier l'est de l'Ontario au site du Projet :

- Y aurait-il un scénario alternatif pour acheminer du gaz naturel au complexe de liquéfaction ? Si oui, quel est-il ?
- Avez-vous évalué la possibilité de faire transporter jusqu'au complexe de liquéfaction le gaz naturel acheté en Alberta sur le réseau de gazoducs existant, propriété de TC Energy-TQM- Énergir, en demandant à ceux-ci des ajouts de capacité ? Ce scénario alternatif serait-il réalisable et si oui, à quel prix et dans quel délai ?

Gazoduq Inc. (ci-après «Gazoduq») est responsable du développement de la conduite souterraine de transport de gaz naturel qui est nécessaire entre la conduite principale de TC Énergie et le projet Énergie Saguenay.

En vertu du cadre réglementaire applicable à Gazoduq, celle-ci a déposé en janvier 2020 auprès de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada une description détaillée de son projet. La section 12 dudit document intitulé Description détaillée de projet (fourni à la Commission avec ces réponses en annexe 7) explique les différentes alternatives qui ont été considérées et selon quels critères la route actuelle a été choisie. Plus précisément, trois différents axes d'implantation ont été analysés par Gazoduq puis présentés à l'équipe de gestion de GNL Québec afin de sélectionner l'axe d'implantation qui semblait le plus optimal en termes de :

- Développement global de projet
- Impact sur les milieux et sur les parties prenantes
- CAPEX
- OPEX
- Coût de transport global de gaz naturel entre l'Ouest canadien et GNL Québec

L'Axe Sud, dont il est fait référence dans la question, a notamment été écarté pour les raisons suivantes :

- Coûts de transport globaux
- Exacerbation d'infrastructures existantes
- Passages dans des zones globalement trop densément peuplées
- Manque de clarté quant à la provenance du gaz naturel

Comme indiqué à la section 12.3 du document cité précédemment, l'analyse d'alternatives réalisée par Gazoduq a conclu qu'il n'y a pas d'autres solutions acceptables pour répondre aux exigences d'approvisionnement de GNL Québec.

23- Taille du complexe

- Si la taille du complexe devait être réduite ou augmentée quels seraient les facteurs déterminants et les déclencheurs d'une telle réduction ou augmentation et quelle en serait la variation unitaire ?

Une réduction de la taille du complexe n'est pas envisageable car cela ne permettrait pas d'atteindre les économies d'échelle afin d'optimiser le coût de production du GNL. Comme expliqué pendant les audiences, une usine de liquéfaction est définie en fonction de la localisation avec d'optimiser l'utilisation des infrastructures communes (réservoirs de stockage, jetée, unités de traitement du gaz naturel, torchère etc.) en maximisant la production possible (dans notre cas avec deux unités de liquéfaction). À cet effet, tout réduction de volume entrainerait une augmentation du coût production et réduirait donc la compétitivité du projet.

Du même effet, une augmentation de la taille du complexe n'est aussi pas envisageable en l'état car les infrastructures communes ont été élaborée pour optimiser leur taille par rapport aux deux unités de liquéfaction, mais aussi par rapport aux projets connexes tels que la conduite souterraine de gaz naturel de Gazoduq et la ligne électrique d'Hydro-Québec. Une augmentation de la taille pourrait nécessiter plus de stockage, des unités de traitement de gaz naturel différentes, des torchères plus grandes ainsi qu'une adaptation importante de la jetée qui n'est pas faite pour permettre le remplissage de deux méthaniers en même temps (pompes etc.).

Il n'est pas possible pour nous de fournir une variation du coût unitaire car ces scénarios n'ont pas été étudiés car non-viable d'un point de vue économique pour des fins d'exportation sur les marchés internationaux

- Serait-il possible d'augmenter la capacité de liquéfaction ou de stockage du complexe ? Une telle augmentation est-elle prévisible à court ou moyen terme ?

Comme indiqué plus haut, une augmentation de la capacité, bien qu'hypothétique, est possible mais n'est pas prise en compte dans le design d'ingénierie qui sert de base à l'étude environnementale en cours et aux travaux de contractualisation commerciale de la production de GNL. Une augmentation de la capacité entrainerait à la fois (1) des investissements majeurs, (2) des changements majeurs dans le design des projets connexes et leur processus d'approbation réglementaire (3) une modification majeure du design actuel de l'usine, (4) une modification des autorisations environnementales et un nouveau processus d'évaluation environnementale pour GNL Québec et (4) une modification de la licence d'exportation octroyée par l'ONÉ. Ces conditions rendent donc hypothétique une augmentation de la capacité de liquéfaction et de stockage.

30- Conseil d'administration

- Quelle est la composition actuelle du conseil d'administration de GNL Québec ?

Le conseil d'administration de GNL Québec Inc. est actuellement constitué de Mr James F. Illich et Mr James W. Breyer. Nous ajoutons ci-dessous une copie d'écran du registraire de entreprises consulté le 7 octobre 2020.

Liste des administrateurs

Nom de famille	ILLICH
Prénom	James F.
Date du début de la charge	2014-06-16
Date de fin de la charge	
Fonctions actuelles	Président du conseil d'administration / Chairman of the Board
Adresse	300-459 Hamilton Avenue Palo Alto Californie 94301 États-Unis

Nom de famille	BREYER
Prénom	James W.
Date du début de la charge	2014-06-16
Date de fin de la charge	
Fonctions actuelles	Administrateur
Adresse	200-314 Lytton Avenue Palo Alto California 94301 United States

- Est-il prévu d'accroître la taille du conseil d'administration ? Quelle en serait la composition ?

Comme dans tout projet en développement la composition du conseil d'administration est amenée à évoluer au cours du temps, et ce en fonction des investisseurs actuels et à venir, ainsi que les prérogatives de gouvernance et de stratégie à mettre en place au fur et à mesure de l'avancement du projet. À ce jour, il est prématuré d'en indiquer la future composition mais il devrait être composé à la fois d'administrateurs représentant les investisseurs et d'administrateurs indépendants chacun apportant une valeur ajoutée certaine dans les orientations stratégiques de l'entreprise. Il est donc parfaitement envisageable que la taille du conseil d'administration soit accrue dans les prochaines années.

32. Modélisation des transits des méthaniers

Vous avez demandé au Centre de ressources et de simulations maritimes de procéder à une modélisation des transits des méthaniers dans le Saguenay (PR6 Résumé de l'EIE, p. 30; PR3.1 Chapitre 5 de l'EIE, p. 129).

- Quels scénarios ont été étudiés et quelles en sont les principales conclusions ?
- Veuillez déposer une copie du rapport si disponible.

Les simulations maritimes se sont concentrées sur trois grands axes :

1. Valider la conception et le positionnement des jetés et déterminer le nombre et la puissance des remorqueurs requis pour les manœuvres ;
2. Déterminer des seuils de contraintes environnementales à la navigation (principalement le vent) et tester les principaux scénarios d'urgence avec et sans remorqueurs (perte de moteurs, gouvernails coincés);
3. Explorer des mesures opérationnelles permettant de réduire le bruit subaquatique.

L'objectif principal des travaux était de proposer des procédures de navigation. Il est important de mentionner qu'il s'agit de propositions qui pourraient évoluer dans le temps, suite entre autres, à l'analyse du comité TERMPOL, mais aussi suite à l'établissement d'un comité d'expert qui établiront les procédures finales et en feront un suivi régulier en opération afin d'en assurer la pertinence et la performance. La composition du comité n'est pas encore connue, mais inclura minimalement l'armateur, l'opérateur de remorqueurs, Port Saguenay, l'APL et la CPBSL.

Les principales conclusions du rapport présenté en annexe sont :

- Le positionnement et la conception des jetées sont adéquats pour effectuer les manœuvres d'accostage et d'appareillage dans toutes les conditions de vents et de marées ;
- Tous les exercices impliquant un scénario d'urgence ont été réussis sans l'assistance d'un remorqueur, bien que l'usage du remorqueur ait amélioré les temps de réaction. Un exercice est considéré réussi lorsque le pilote est capable d'arrêter ou de maintenir le contrôle du navire malgré l'avarie ;
- Des vitesses de transit variant entre 8 et 10 nœuds sont sécuritaires et permettent de garder le contrôle du navire malgré des vents importants ;
- L'utilisation de « fenêtres de marées » où le courant est faible permet de réduire davantage la vitesse du navire sur l'eau.

34. Déplacements des méthaniers

Pour réduire au minimum son impact sur les nombreux villages et entrepreneurs touristiques qui exploitent le Fjord à des fins touristiques, il aurait été suggéré à GNL Québec d'adopter des déplacements nocturnes sur le Fjord afin de minimiser ses impacts.

- Quelle est l'intention de GNL Québec à cet égard ?

Effectivement, dans le cadre de nos tournées de consultations auprès des parties prenantes touchées par l'enjeu maritime, des suggestions ont été faites à cet effet. Cependant, ce scénario où des méthaniers circuleraient de nuit a aussi généré des inquiétudes liées au bruit chez certains propriétaires de gîtes touristiques offrant de l'hébergement dans le Fjord. Cela étant, il n'y a pas d'enjeux techniques ou de sécurité par rapport à la navigation de nuit sur le Saguenay grâce entre autres aux aides à la navigation et à l'expérience de la Corporation des pilotes du Bas-St-Laurent, habituée à ces manœuvres.
Suite à l'ingénierie détaillée et la signature des contrats de vente, l'étude logistique sera complétée et permettra de déterminer les possibilités en termes d'horaires de transit. Les principaux acteurs du milieu seront consultés avant l'établissement du calendrier final.

38. Effet domino

Dans votre analyse qualitative des risques, vous identifiez les différents éléments sensibles du milieu, ainsi que les dangers, tels que la présence des infrastructures portuaires et la présence d'industries.
Dans l'éventualité de l'implantation de différents complexes industriels dans le périmètre immédiat de l'usine projetée, quelles mesures seraient mises en œuvre pour éviter un effet domino advenant un accident majeur au complexe de liquéfaction ?

Bien qu'il ne relève pas de la responsabilité de GNL Québec de mettre en œuvre des mesures pour l'ensemble du territoire, GNL communiquera son plan de mesures d'urgences et toutes autres informations pertinentes aux autorités compétentes, dont la Sécurité publique de la Ville de Saguenay qui coordonne les interventions d'urgence sur le site de la zone industrialo-portuaire. Ces autorités pourront appliquer les mesures appropriées.

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 1

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com

2 AUTRES MOYENS DE RÉALISER LE PROJET

ACÉE-2. Autres moyens de réaliser le projet – Emplacement du terminal – effets sur le poisson et son habitat

Pêches et Océans Canada soulève que l'identification des sites potentiels pour l'implantation du terminal maritime est basée sur des analyses prospectives générales réalisées par le gouvernement du Québec dans les années 1970 dans le but d'identifier le potentiel du Québec à recevoir des industries associées au GNL. La majorité des sites présentés sont situés sur la rive sud de l'estuaire du Saint-Laurent, alors que le projet vise à exporter du gaz en provenance du nord de l'Ontario par gazoduc. Aucune étude de solutions de rechange spécifique au projet n'a donc été réalisée pour le choix du site d'implantation du terminal.

Des effets environnementaux potentiels sont associés au transport maritime nécessaire à l'exportation du gaz. L'évaluation des sites potentiels devrait comprendre une série de critères permettant d'évaluer et de minimiser les effets du projet sur les habitats marins, les espèces de poissons et les espèces aquatiques en péril à l'échelle du fleuve et de l'estuaire du Saint-Laurent, qui correspond à la zone générale visée pour l'implantation d'un terminal. La Réponse des Sciences du MPO 2018/025 souligne que la localisation de nouveaux ports à l'extérieur de l'habitat essentiel du béluga, population du Saint-Laurent, représenterait la mesure la plus efficace afin d'éviter l'ajout de stresseurs additionnels affectant cette population et son rétablissement.

Pêches et Océans Canada est d'avis que la proposition actuelle ne répond pas à l'exigence de l'alinéa 73(3)a) de la *Loi sur les espèces en péril* (LEP), soit que toutes les solutions de rechange susceptibles de minimiser les conséquences négatives de l'activité pour l'espèce soient envisagées et la meilleure solution retenue. À cet effet, aucun site situé en aval du Saguenay, hors de l'habitat essentiel du béluga et des aires d'alimentation intensive du rorqual bleu, deux espèces en voie de disparition au regard de la LEP, n'a été considéré. L'implantation d'un terminal maritime dans ce secteur présenterait une distance de gazoduc réduite par rapport à plusieurs des sites alternatifs présentés dans l'étude d'impact et son complément.

L'Agence demande à GNL Québec inc. (le promoteur) de :

A) Présenter une mise à jour de l'évaluation des solutions de rechange pour l'implantation du terminal maritime spécifique aux besoins du projet en incluant des localisations de sites potentiels permettant de minimiser les effets environnementaux du projet sur les espèces en péril, notamment sur le béluga du Saint-Laurent et le rorqual bleu.

R - 2 :

Dans son étude d'impact et son complément de réponse, GNLQ n'a en effet pas fait état d'analyses de solutions de rechange détaillées quant à l'hypothétique localisation du site en aval du Saguenay, à savoir en dehors de l'habitat essentiel du béluga ou des aires d'alimentation intensive du rorqual bleu. L'habitat essentiel du béluga s'étend des battures aux Loups Marins jusqu'à la portion sud de l'estuaire au large de Saint-Simon. Il exclut la zone plus profonde de la tête du chenal laurentien et inclut la portion aval de la rivière Saguenay, de l'embouchure à l'île Saint-Louis. La figure R-100-1, tirée de MPO (2018) présente les polygones des zones dans les eaux canadiennes qui sont importantes pour le rorqual bleu, tant pour l'alimentation.

Dans une étude de sélection de sites, il est important de s'assurer de proposer des sites qui ne compromettent pas la réalisation du projet. Puisque le béluga est une espèce en péril, la Loi sur les espèces en péril (alinéa 73-3 (a)) stipule qu'il est nécessaire d'identifier toutes les solutions de rechange susceptibles de minimiser les conséquences négatives sur les espèces menacées.

Les 14 sites potentiels étudiés sont soit dans l'habitat essentiel du béluga ou obligent les bateaux à circuler dans l'habitat essentiel du béluga. Pour le rorqual bleu, tous les bateaux qui quittent le fleuve Saint-Laurent doivent traverser son aire de répartition pour accéder à l'Atlantique. Par conséquent, aucun des 14 sites ne permettaient d'éviter totalement l'habitat essentiel du béluga ni l'aire de répartition du rorqual bleu, mais GNLQ a considéré le site de Grande-Anse comme le site de moindre impact, car c'était le seul des 14 sites qui limitait l'impact du projet sur l'habitat essentiel du béluga à la portion de navigation maritime. Pour plus d'informations sur l'évaluation des 14 sites, vous pouvez vous référer à l'annexe P2 2.2 du rapport émis pour la concordance de l'étude d'impact sur l'environnement (WSP, 2019).

Si aucun site n'a été retenu en aval du Saguenay (en dehors de l'habitat essentiel du béluga), c'est qu'aucun site ne présentait une situation viable pour le projet. En effet, la construction d'une usine de liquéfaction sur la Côte-Nord, qui nous permettrait de se situer complètement en dehors de l'habitat essentiel du béluga, n'est économiquement pas viable en raison de contraintes environnementales et techniques importantes. Les paragraphes suivants détaillent les raisons pour lesquelles aucun site n'a été retenu sur la Côte-Nord lors du processus d'analyse réalisé en 2013 par GNLQ.

I. PROCESSUS DE SÉLECTION DE SITES

Avant d'arriver à la conclusion que le site de Grande-Anse offrait la meilleure alternative pour le développement, la construction et l'exploitation du projet, GNLQ a suivi un processus d'analyse des variantes, à savoir :

a. Définition du concept du projet, et des prérequis à la viabilité économique globale, en prenant en compte à la fois les critères de haut niveau techniques, environnementaux, sociaux et économiques.

b. Définition des grandes zones potentielles afin d'écarter certaines de ces zones et de se focaliser sur les sites potentiels à l'intérieur des zones jugées potentiellement économiquement viable :

   - À cette étape, GNLQ a caractérisé les différentes zones en élaborant une liste de critères et contraintes nécessaires. Ces conditions constituent des critères de base nécessaires pour l'implantation d'un tel projet. Les aspects reliés aux coûts revêtent une importance capitale puisqu'un projet non rentable n'est pas un projet viable. Les aspects techniques entrent également en ligne de compte pour des raisons évidentes. Les aspects environnementaux et sociaux entrent aussi en ligne de compte, à partir du moment où le projet peut être considéré rentable économiquement.

   - C'est à cette étape que les sites en aval du Saguenay comme défini par Pêches et Océans Canada dans la question ont été rejetés. Les critères qualitatifs principaux afférents à l'élimination de ces sites sont décrits dans les paragraphes plus bas.

c. Définition et analyse plus détaillée des sites potentiels à l'intérieur de la zone définie au point ci-dessus comme ayant un potentiel de viabilité économique :

   - C'est à cette étape que GNLQ a analysé les 14 sites présentés dans l'étude d'impact et produit un complément d'information (annexe P2 2.2 du rapport émis pour la concordance de l'étude d'impact sur l'environnement, WSP, 2019).

d. Sélection du site final, à savoir le site de Grande-Anse.

Par exemple, au niveau technique, plusieurs éléments doivent être considérés afin que le projet soit réalisable. On pense notamment à :

— Disponibilité d'un terrain industriel de superficie adéquate, relativement éloigné des zones densément peuplées;

— Accès à des infrastructures existantes telles des routes d'accès;

- Situé près d'une voie navigable en eau profonde accessible à l'année pour les navires-citernes;
- Accès au réseau de gaz naturel pour l'approvisionnement
- Accès à l'énergie hydroélectrique pour les besoins de l'opération de l'usine.

L'accès à une voie navigable implique aussi la construction d'une jetée et d'une plateforme en eau profonde sur laquelle seront installés les bras de chargement du GNL et d'un quai pour le transport de marchandises autres que le GNL. L'utilisation d'infrastructures existantes est très avantageuse comparativement à la construction d'un nouveau site. En effet, si des infrastructures existantes permettent d'accueillir les activités de GNLQ, des économies seraient réalisées tout en diminuant l'impact de la construction de nouvelles infrastructures sur l'environnement. En ce qui concerne le choix de la voie navigable, les éléments suivants doivent être considérés:

- Conditions permettant des coûts de construction avantageux;
- Conditions permettant des coûts globaux d'exploitation compétitifs.

Tous ces points sont détaillés plus bas, afin de justifier le fait que GNLQ ait considéré la zone en aval du Saguenay comme non viable pour le projet.

II. ACCÈS AU RÉSEAU EXISTANT DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

Faisant partie de la chaine d'approvisionnement, il était nécessaire pour GNLQ d'évaluer les options de connexion avec le réseau de transport de gaz naturel existant, soit sur la ligne principale de TC Energy ou dans le Triangle de l'Est en Ontario. Afin de limiter le coût et les impacts environnementaux d'un gazoduc reliant le site au réseau existant, l'étude des corridors potentiels est primordiale, car cela peut avoir une incidence majeure sur la rentabilité économique du projet. À cet effet, GNLQ a effectué des analyses préliminaires en fonction de la distance et des aires à traverser pour évaluer la viabilité des routes potentielles pour atteindre chacune des zones identifiées, notamment la rive nord du Saint-Laurent.

Contraintes économiques

À l'aide des données disponibles publiquement, il avait été évalué que la construction d'une conduite de gaz souterraine coûterait entre 6 et 8 millions de dollars par kilomètre au Canada. Cette fourchette a été utilisée dans l'analyse globale de coût, et différentes routes ont été analysées tout en s'assurant d'éviter les enjeux techniques et technologiques majeurs tels que la traversée de rivières et fleuves (Saint-Laurent, Saguenay), d'éviter les zones protégées pour limiter les impacts environnementaux.

Il a vite été conclu qu'un gazoduc s'étendant au nord du Fjord du Saguenay entrainerait une augmentation de coût majeure pour cette infrastructure, ce qui rendrait le projet non rentable dans son ensemble.

À titre d'exemple, la figure R-2-1 montre un tracé potentiel permettant de se rendre à Baie-Comeau tout en évitant de traverser le Fjord du Saguenay, et les zones d'aires protégées du caribou notamment. De plus, plus on s'oriente vers le nord et l'est pour se rapprocher de la rive nord du Saint-Laurent, et plus le terrain devient escarpé, montagneux et très boisé (notamment entre Saint-Honoré et Forestville), ce qui entraine des coûts supplémentaires. Enfin, la traversée des rivières importantes représenterait d'importants défis techniques en plus d'être coûteux.
Dans cet exemple, il a été estimé qu'il faudrait compter une longueur supplémentaire de 260 km de gazoduc pour atteindre Baie-Comeau. Lors du projet de développement du gazoduc pour la côte nord, il avait été estimé qu'une route potentielle de Jonquière à Sept-Îles nécessiterait une longueur de 450 km. Il est donc assez clair que d'un point de vue économique, prolonger cette nouvelle infrastructure vers la rive nord du Saint-Laurent serait particulièrement dispendieux.

Enfin, augmenter la longueur de la conduite souterraine nécessiterait aussi la construction de stations de compressions supplémentaires ce qui est un autre coût additionnel à prévoir.

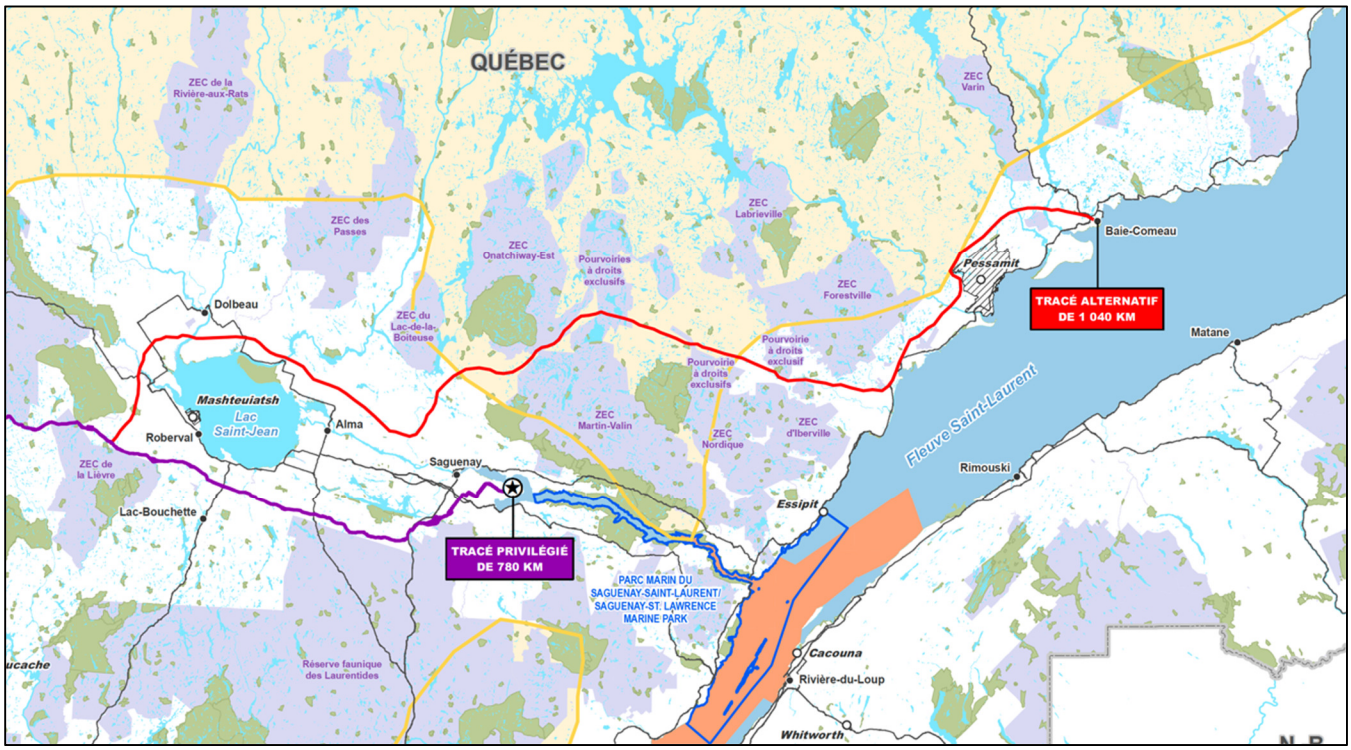


Figure R-2-1 Tracé potentiel permettant de se rendre à Baie-Comeau

Contraintes environnementales

Augmenter la longueur du tracé vient également avec des contraintes environnementales. Le tracé utilisé en exemple ci-dessus permet d'éviter de circuler au travers les zones d'exploitation contrôlées (ZEC), mais traverse ainsi l'habitat des caribous forestiers. Serpentant donc sur une longueur additionnelle de près de 260 km par rapport au tracé proposé pour se rendre à Grande-Anse, la longueur plus importante de la conduite de gaz naturel amènerait une empreinte plus grande du gazoduc de l'ordre de 30% par rapport à ce qu'il est actuellement proposé. Les composantes suivantes seraient potentiellement touchées: qualité de l'air, bruit, faune et flore et milieu humain.

Au niveau de la qualité de l'air et du bruit, la construction d'un gazoduc n'est pas connue pour avoir des impacts forts sur ces deux composantes. Les impacts sont locaux et de courtes durées. Si la conduite était plus longue, les impacts seraient toujours locaux, mais la durée de la période de construction s'allongerait d'environ 30%. Il pourrait y avoir des impacts au niveau des traversées de rivières importantes comme les rivières Manicouagan, aux Outardes, Portneuf, Betsiamites. Ces traversées de rivières importantes feraient augmenter les coûts de façon substantielle, en plus d'avoir un impact environnemental potentiel.

La construction des accès permettrait une ouverture sur le territoire qui aurait des répercussions sur plusieurs composantes de l'environnement et du milieu social. De plus, le tracé traverserait l'aire de répartition des caribous forestiers qui est une espèce classée menacée ou vulnérable au Québec et désignée en péril au Canada. Compte tenu de l'aire de répartition montrée à la figure R-2-2, il ne serait pas possible de construire le gazoduc en passant par le nord du Lac St-Jean sans passer par l'aire de répartition.

Ainsi, GNLQ a pu conclure à travers l'analyse de zones que la construction d'une conduite de gaz souterraine au nord du Fjord du Saguenay viendrait avec des enjeux économiques et environnementaux trop importants pour considérer une usine de liquéfaction dans cette zone. GNLQ estime qu'il ne serait pas possible d'être économiquement fourni en gaz naturel, quel que soit le partenaire qui prendrait le développement de ce projet de conduite de gaz souterraine à sa charge.

III. ACCÈS À DES TERRAINS INDUSTRIELS ADÉQUATS ET ACCESSIBLES PROCHES DE LA RIVE

Dans son étude de zone, GNLQ a considéré l'accès à des terrains industriels proches de la rive, ainsi que les travaux requis pour y accéder. Il en a été conclu que la rive nord du Saint-Laurent en aval du Saguenay présentait des enjeux techniques et environnementaux pouvant entrainer une augmentation importante des coûts de construction du projet, à savoir :

- Les sites en bordure du fleuve sont davantage à risque d'érosion[28] et de glissements de terrain dans la région de la Côte-Nord. Plusieurs événements météorologiques extrêmes ont eu lieu dans les dernières années et ont accentué les phénomènes d'érosion et/ou de glissement de terrain (MRC Haute-Côte-Nord et MRC Manicouagan);
- La topographie générale est montagneuse et escarpée avec des accès à la berge limités n'offrant que peu d'options à moins d'entreprendre des travaux d'accès majeurs entrainant directement une augmentation de coûts pour le projet ainsi qu'une augmentation des impacts environnementaux globaux;
- Cette même topographie entrainerait des opérations de dynamitage majeur, augmentant le coût global du projet et son impact sur le milieu;
- Le Saint Laurent doit faire face pendant l'hiver notamment à de forts courants et des vents puissants, plus on s'approche de son estuaire, ce qui peut poser des risques de sécurité pour l'exploitation d'un terminal de liquéfaction de gaz naturel, notamment en ce qui a trait au chargement des navires-citernes.
- Une réserve aquatique projetée à Manicouagan (Aires protégées) était en discussion, ce qui aurait pu être une entrave au développement d'un projet de cette envergure sur la rive nord du Saint Laurent.
- Malgré l'existence de ports en eau profonde (Baie-Comeau, Sept-Iles), GNLQ estime que le développement de jetée pour le transbordement du GNL aurait pu nécessiter du dragage pendant la période de construction. Des activités de dragage sont en général synonymes de fort impact environnemental et d'une augmentation majeure de coûts du projet.
- Enfin, une étude rapide du zonage industriel a confirmé que les sites adéquats au niveau des ports existants étaient déjà occupés par d'autres compagnies, limitant ainsi la disponibilité des sites d'une superficie suffisante pour exploiter un terminal de liquéfaction de manière sécuritaire.

La combinaison des impacts économiques et environnementaux liés à l'obtention d'un site industriel adéquat vient donc avec des coûts importants mettant en péril la rentabilité du projet en lui-même.

IV. ACCÈS À DES SOURCES REDONDANTES D'HYDROÉLECTRICITÉ

Une des raisons d'être du projet est la faculté de développer le terminal de liquéfaction de gaz naturel le plus durable au monde en tirant profit de l'accès à l'hydroélectricité. À cet effet, un accès à des sources redondantes d'hydroélectricité est un aspect critique de l'analyse des zones possibles et GNLQ est venue à la conclusion suivante :

- La redondance des sources d'approvisionnement en hydroélectricité ne rencontre pas les critères nécessaires aux opérations du projet, afin de garantir une sécurité d'approvisionnement à la fois pour garantir des opérations sécuritaires et en adéquation avec les futurs engagements contractuels avec les clients de GNL Québec. Il est important de noter qu'au moment de l'analyse initiale des zones, les complexes de La Romaine n'étaient pas encore en opération.

[28] https://www.mrcmanicouagan.qc.ca/amenagement-du-territoire/zones-exposees

— L'accès à des sous-stations 735 kV entrainerait une construction de ligne plus longue, ce qui résulterait en des coûts additionnels significatifs pour le projet.

Ainsi, le critère d'approvisionnement en sources redondantes d'hydroélectricité n'était pas rencontré pour permettre de sélectionner un site sur la rive nord du Saint-Laurent. Il est à noter que certains de ces critères s'appliquaient aussi aux 14 sites retenus pour une analyse détaillée.

V. ACCÈS À DES INFRASTRUCTURES EXISTANTES UTILISABLES LORS DE LA CONSTRUCTION OU DES OPÉRATIONS DU PROJET

Lors du premier niveau d'analyse de zones pour l'implantation d'un projet comme Énergie Saguenay, il est important de s'assurer que les travaux et infrastructures préliminaires nécessaires à la construction et l'exploitation du site industriel soient minimaux afin de (1) limiter les coûts supplémentaires et (2) limiter l'impact sur le milieu d'accueil (que ce soit d'un point environnemental ou social). À cet effet, dans la construction et les opérations de ce type de projet, les infrastructures logistiques existantes sont clés :

— Aéroport : dans chacune des zones, la distance à un aéroport permettant l'atterrissage de gros porteurs (notamment pour des équipements) a été revue. Il s'est avéré que les aéroports de Baie-Comeau (YBC) et Sept-Iles (YZV) avec pistes d'une longueur maximale de 6550 pieds (au contraire de l'aéroport de Bagotville (YBG) qui offre une piste de 10 000 pieds) pourraient ne pas être adaptés pour l'atterrissage de certains appareils à la vue de la taille des équipements nécessaires pour une usine de liquéfaction de gaz naturel, ce qui nécessiterait des investissements majeurs. De plus, dans le cas où des camps seraient requis, il a été estimé que ces deux aéroports pourraient aussi présenter des enjeux dans la gestion d'un nombre de passagers bien supérieur à ce qui est géré traditionnellement.
— Accès routiers : malgré la route 138 qui dessert les municipalités le long de la rive nord du Saint-Laurent, il a été estimé que la distance aux centres urbains majeurs du Québec pourrait poser un problème logistique, que ce soit pour le transport des personnes ou de biens/équipements en période de construction.
— Structures d'accueil (services publics) et logement : en comparaison aux autres zones étudiées, la rive nord du Saint-Laurent n'offre pas la même capacité d'accueil et de logement que d'autres zones plus peuplées comme le Saguenay Lac-St-Jean.

Ainsi, il a été conclu que les investissements nécessaires potentiels, et leur impact sur le milieu d'accueil pourraient présenter un coût ayant un impact sur la rentabilité économique du projet.

En conclusion, GNLQ estime que, lors de son analyse de sites, il a considéré l'intégralité des options en aval de l'habitat essentiel du béluga, mais que pour des considérations de viabilité du projet, l'analyse détaillée des sites s'est limitée aux 14 sites présentés à l'annexe P2 2.2 du rapport émis pour la concordance de l'étude d'impact sur l'environnement (WSP, 2019). Dans cette optique, le site de Grande-Anse s'avère être le site de moindre impact permettant au projet d'être économiquement viable.

Bien que les limites actuelles de l'habitat essentiel du béluga n'incluent pas la rive nord du fleuve St-Laurent à l'est de Grandes-Bergeronnes, la figure R-2-2 présente que les cétacés fréquentent ces lieux (Pêches et Océans Canada).

L'étude de sélection des sites n'a donc pas permis d'identifier un site à l'extérieur de l'habitat essentiel du béluga tel que défini par MPO. Par conséquent, GNL Québec s'est assuré de mettre en place toutes les mesures possibles afin de minimiser les conséquences négatives du transport maritime dans la zone de l'habitat essentiel. La réponse R-106 B) identifie certaines mesures permettant de réduire le bruit subaquatique qui pourront être mis en place.

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 2

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com



2020 CII Safety Summary Report

Construction Industry Institute (CII)

September 2020

© 2020 Construction Industry Institute

Table of Contents

1. Introduction 2
2. COVID-19 and OSHA Guidance on Preparing Workplaces for Pandemic 3
3. 2019 Safety Data Summary 4
4. Historical TRIR and DART Rates 5
5. Comparison of 2018-2019 Safety Performance 6
6. Safety Data and Rates by Industry Group 7
7. Safety Data and Rates by Project Location 9
8. Fatalities 10
9. Safety Data and Rates by CII Industry Sector Committee 11
Appendix: Glossary of Terms 12

*Cover Page Photo Credit: Build-review.com

1. Introduction

CII has collected annual corporate safety performance data from its member organizations since 1990 as part of its long-term commitment to improving safety in the construction industry. Starting in 2018, the CII and CURT jointly collect safety data through the CII/CURT Safety Portal. **While the new CII/CURT Safety Portal combines data from CII members and non-members, this report summarizes safety rates reported by CII members only.**

Survey Instrument

The CII/CURT safety survey gathers data by industry sector, location, and employee type. The main data entry fields include:

- Total Work Hours
- Total Recordable Incident Cases
- Days Away and Restricted or Transferred (DART) Cases
- Days Away (DA) Cases
- Total Number of Days Associated with Days Away (DA) Cases
- Total Number of Days Associated with Job Restriction or Transfer (RT) Cases
- Number of Fatalities

In addition, the survey includes questions regarding near misses, first aid cases, and fatalities. All the rates presented in this report follow OSHA's definitions, which are available in the OSHA 300 form.

Contact Mike Pappas (mike.pappas@cii.utexas.edu), the Associate Director for Deployment at CII for more information.

Survey Scope and Potential Limitations

Respondents (both owners and contractors) were asked to provide safety data for both their direct-hire employees and their contractors' employees. However, because contractors were not uniquely identified in the owner responses, some double reporting of contractor data is possible. This overlap often presents itself in two ways:

- Owners reporting on their contractors' employees
- Contractors reporting on their direct-hire employees.

Readers should use caution when comparing results across different industry sectors, since some sectors have relatively small sample sizes. (This is reflected in the number of companies and work hours associated with each sector reported in the charts.)

CII uses definitions for its industry groups that are different from both the system OSHA currently uses, the 2002 North American Industrial Classification System (NAICS); and the Standard Industrial Classification (SIC) system that OSHA used prior to 2003. The construction industry divisions of the NAICS and the SIC system consist of three major groups:

1. General Building (NAICS 236 and SIC 15)

2. Heavy Construction except for Buildings (NAICS 237 and SIC 16)
3. Special Trade Contractors (NAICS 238 and SIC 17)

CII data do not include residential construction, which is included in OSHA's "General Building" category.

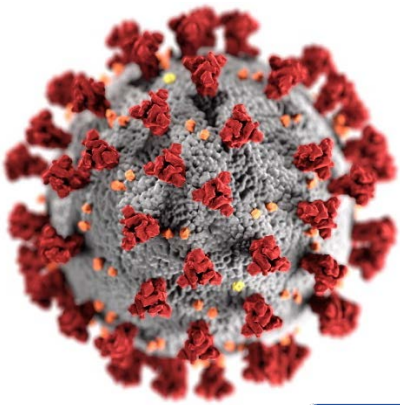
CII collects safety data related (only) to capital projects, excluding operations and maintenance (this is particularly important for owners reporting their safety data).

2. COVID-19 and OSHA Guidance on Preparing Workplaces for Pandemic

A major health issue in 2020 is Coronavirus Disease 2019 (COVID-19), which, according to the Centers for Disease Control and Prevention (CDC), is a respiratory disease caused by the SARS-CoV-2 virus. As Coronaviruses are from a large family of viruses and cause illness in animals or humans, they range from the common cold to more severe diseases such as severe acute respiratory syndrome (SARS), Middle East respiratory syndrome (MERS), and COVID-19. The COVID-19 was identified in Wuhan, China in December 2019 and it primarily transmits from person-to-person through respiratory droplets.

A wide range of symptoms for COVID-19 have been reported. These include:

- Fever or chills
- Cough
- Shortness of breath or difficulty breathing
- Fatigue
- Headache
- Nasal congestion or runny nose
- Muscle or body aches
- Sore throat
- New loss of smell or taste
- Nausea or vomiting
- Diarrhea



The estimated incubation period is between 2 and 14 days with a median of 5 days. It is important to note that some people become infected and do not develop any symptoms or feel unwell.

OSHA published its Guidance on Preparing Workplaces for COVID-19 which contains recommendations as well as descriptions of mandatory safety and health standards for workplace preparation under the impact of COVID-19. A number of frequently asked questions relative to COVID-19 (COVID-19 Frequently Asked Questions) are also listed by OSHA for quick reference.

Impacts of COVID-19 will be seen in next year's report (2020 data) but this information is included here due to the current nature of the risk.

3. 2019 Safety Data Summary

From CII's member companies, 58 organizations submitted their corporate safety statistics for the 2019 calendar year. These data represents a total of 2.73 billion work hours. Figure 1 summarizes the reported work hours by organization type and project location. The Global responses are those that did not break down the data into U.S. (domestic) and international hours.

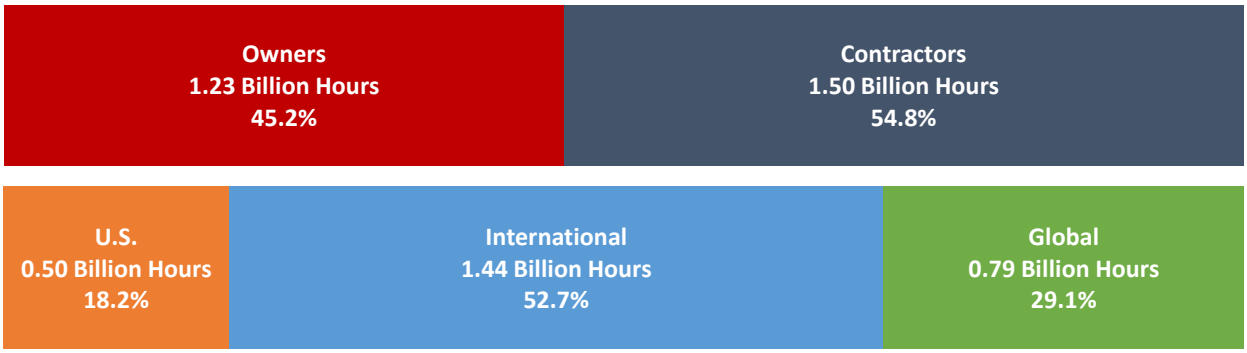


Figure 1. Summary of Work Hours by Organization Type and Project Location

The table below summarizes the data by the severity of incidents. Some respondents did not provide all of the requested data or provide details for all categories. For instance, an organization may report the total recordable incidents but not report the DART cases, in which case the aggregated amount of work hours for DART cases will be smaller. For this reason, the total overall work hours reported differs from many of the categories presented in Table 1. In particular, some owners had difficulty reporting information related to job restriction or transfer (RT) cases due to the short durations of the work tasks involved.

Table 1. Summary of Incident Cases and Work Hours by Organization Type

		Owner	Contractor	Grand Total
TRIR	Cases	**1,273**	**1,785**	**3,058**
	Work Hours	**1,232,908,337**	**1,495,324,533**	**2,728,232,870**
DART	Cases	**474**	**717**	**1,191**
	Work Hours	**1,177,645,337**	**1,495,324,533**	**2,672,969,870**
Fatality	Cases	**7**	**12**	**19**
	Work Hours	**1,232,908,337**	**1,495,324,533**	**2,728,232,870**

4. Historical TRIR and DART Rates

Table 2 highlights the TRIR and DART Rate of CII member organizations from 2017 to 2019.

Table 2. CII Members TRIR and DART 2016-2019

	2017	2018	2019
TRIR	**0.22**	**0.24**	**0.22**
DART Rate	**0.09**	**0.10**	**0.09**

Figures 2 and 3 below display the trends of TRIR and DART rates and work hours for survey respondents as well as for the U.S. construction industry as reported by OSHA. Both CII rates are very low and they are steady since 2016.

OSHA changed its record-keeping rules on January 1, 2002, and altered some of the criteria that determine which injuries and illnesses are recorded. As a result, OSHA suggests that readers should use reasonable caution when comparing data prior to and after this change, which is indicated by the vertical green line.

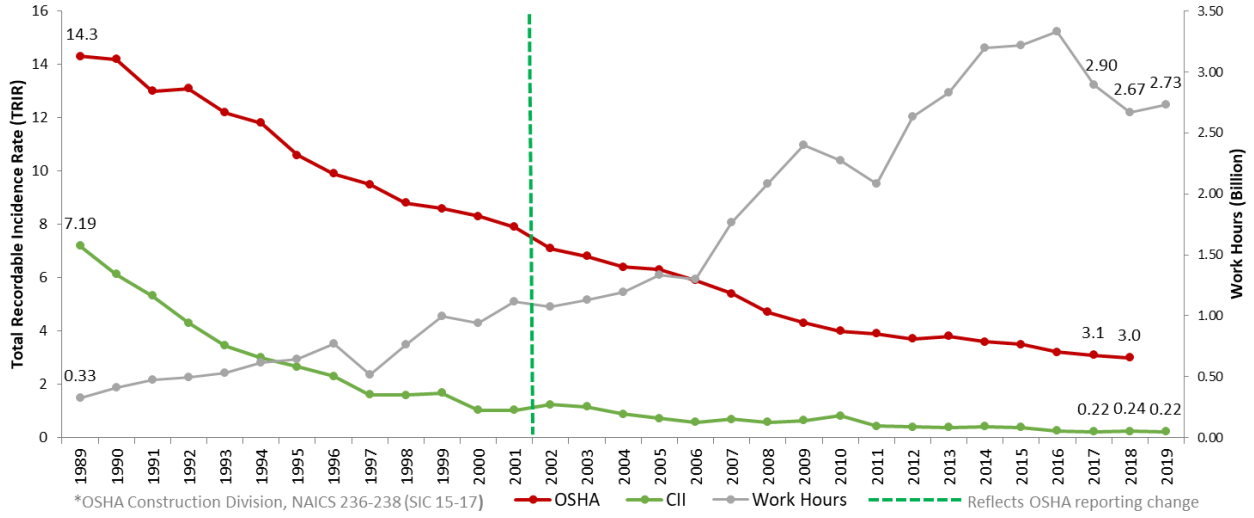


Figure 2. CII Members Reported TRIR (RIR) Rate, 1989-2019

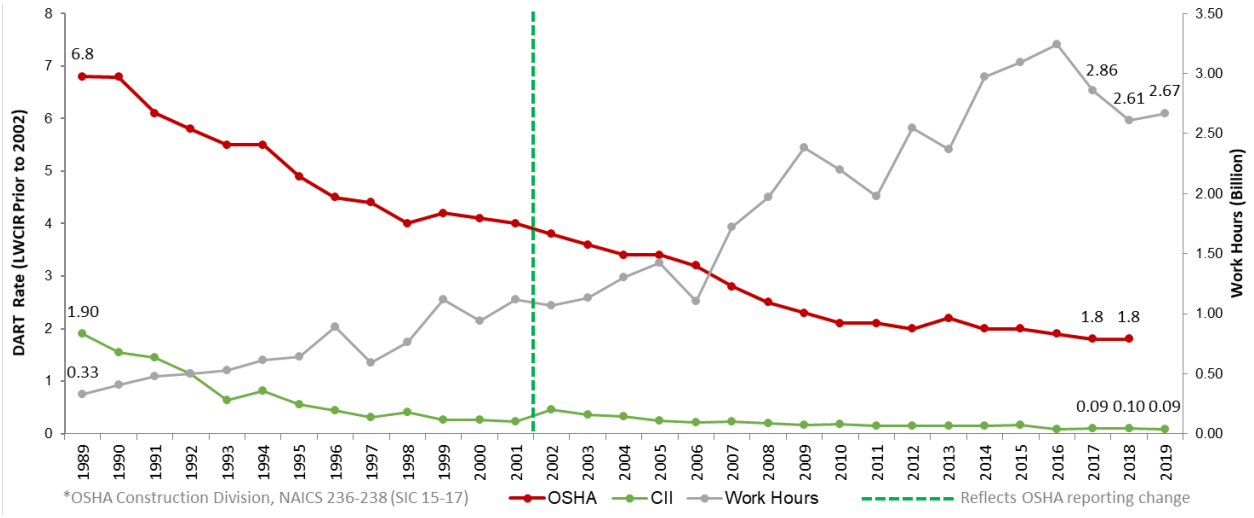


Figure 3. CII Members Reported DART (LWCIR) Rate, 1989-2019

5. Comparison of 2018-2019 Safety Performance

The table below shows the change in safety rates from last year's survey.

Table 3. Comparison of 2018-2019 Performance

	Rates	2018	2019	Change
All	TRIR	**0.24**	**0.22**	**8%** ↓
	DART Rate	**0.10**	**0.09**	**10%** ↓
	DA Rate	**0.06**	**0.05**	**17%** ↓
	Fatality Rate	**1.80**	**1.39**	**23%** ↓
Owners	TRIR	**0.17**	**0.21**	**24%** ↑
	DART Rate	**0.06**	**0.08**	**33%** ↑
	DA Rate	**0.04**	**0.05**	**25%** ↑
	Fatality Rate	**1.73**	**1.14**	**34%** ↓
Contractors	TRIR	**0.28**	**0.24**	**14%** ↓
	DART Rate	**0.12**	**0.10**	**17%** ↓
	DA Rate	**0.07**	**0.05**	**29%** ↓
	Fatality Rate	**1.85**	**1.61**	**13%** ↓

6. Safety Data and Rates by Industry Group

The safety survey collects data from four industry groups: Heavy Industrial, Light Industrial, Buildings and Infrastructure. The figures below summarize the TRIR (Figure 4) and DART rates (Figure 5) for each group, and by respondent type. The N values indicate the number of companies that submitted data, and the "Total" (green) bars represent the combined data including both owners and contractors.

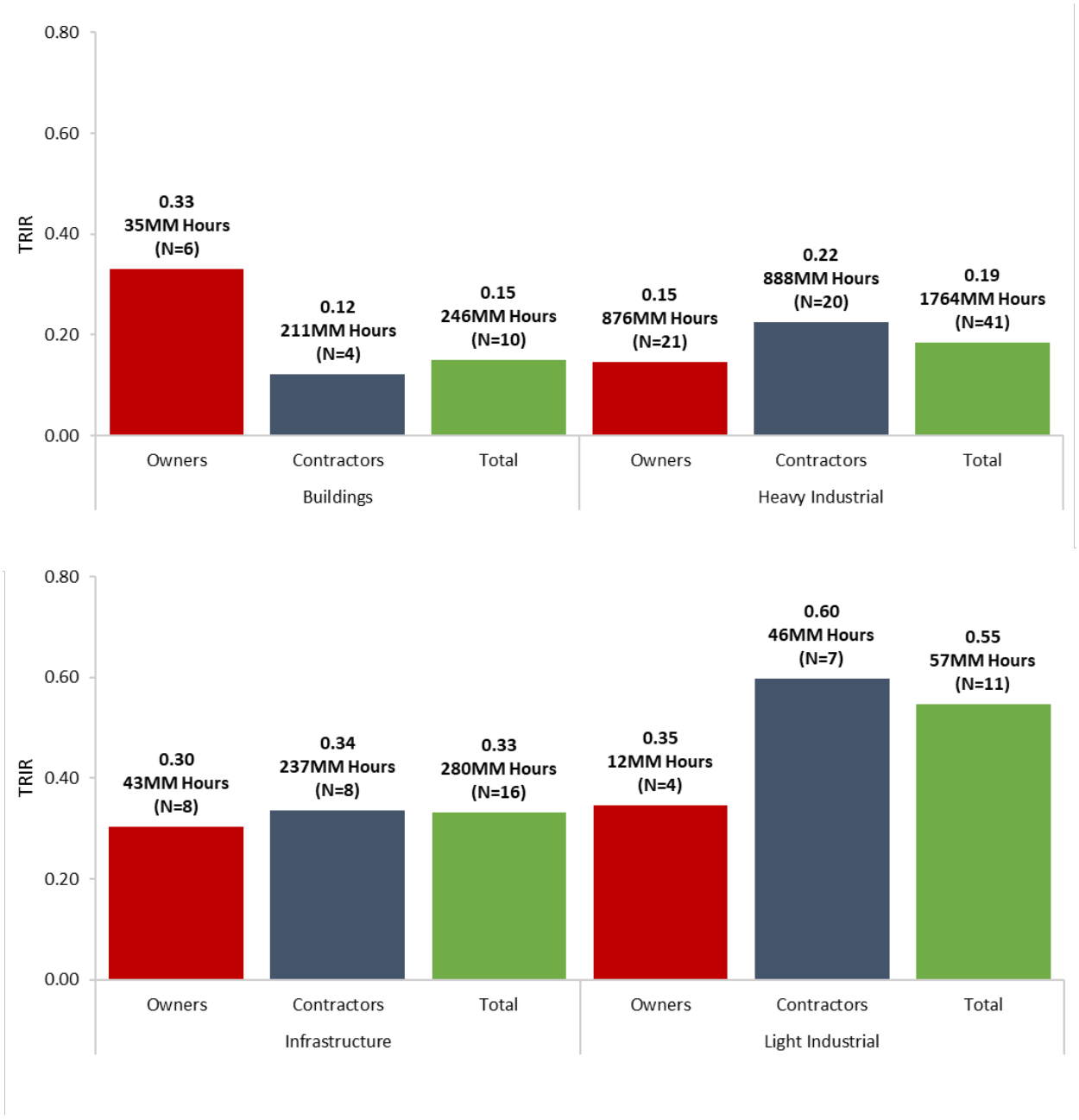


Figure 4. 2019 TRIR by Industry Group

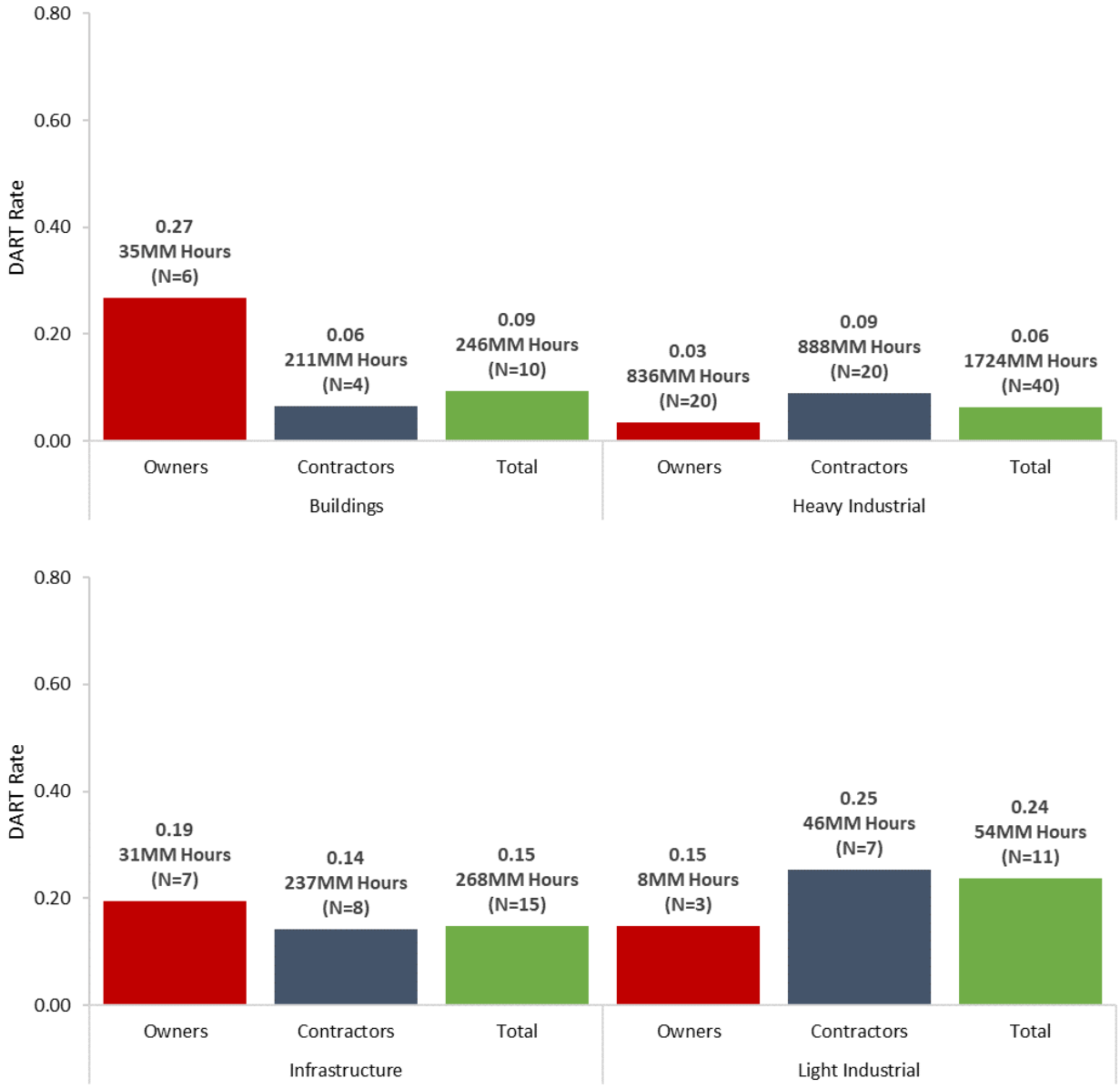


Figure 5. 2019 DART Rates by Industry Group

7. Safety Data and Rates by Project Location

Survey respondents are involved in capital projects around the world. This chapter compares data from U.S. and non-U.S. projects. Note that, ideally, the non-U.S. number should be further broken down by geographic region. But the availability of data is limited to most regions and, therefore, this document aggregated all non-U.S. data into one group. The N values indicate the number of companies that submitted data, and the "Total" (green) bars represent all of the data.

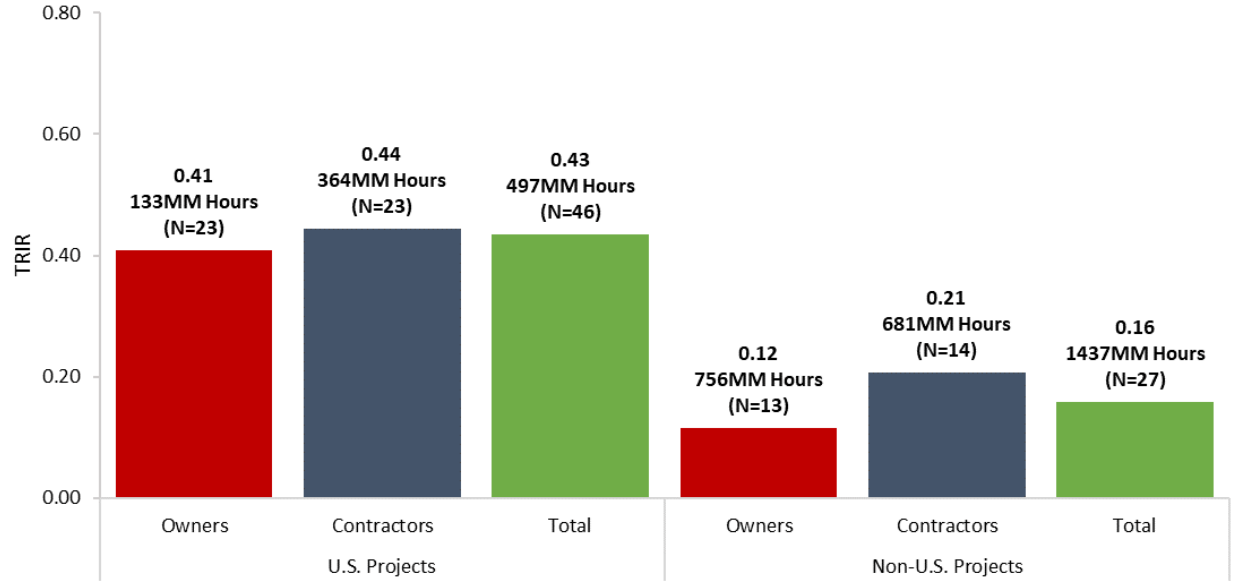


Figure 6. 2019 TRIR by Project Location

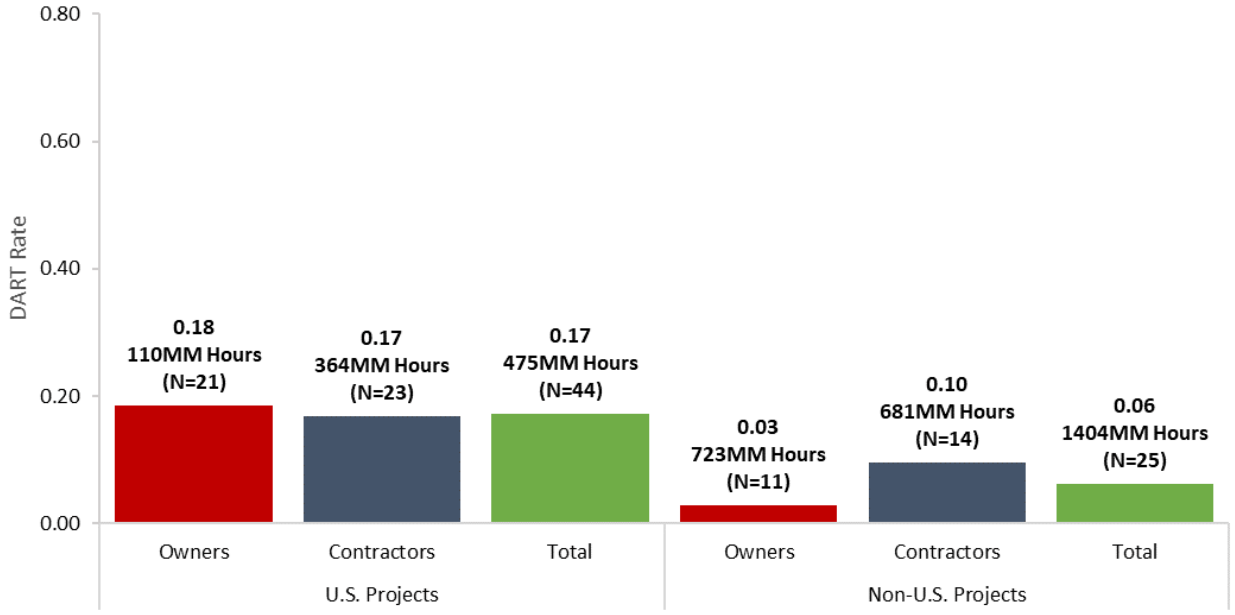


Figure 7. 2019 DART Rates by Project Location

8. Fatalities

As shown in Figure 8, the overall fatality rate of CII members dropped in 2019 to 1.39 from 1.80 reported in 2018. The 3-year moving average for 2017-2019 is 1.48.

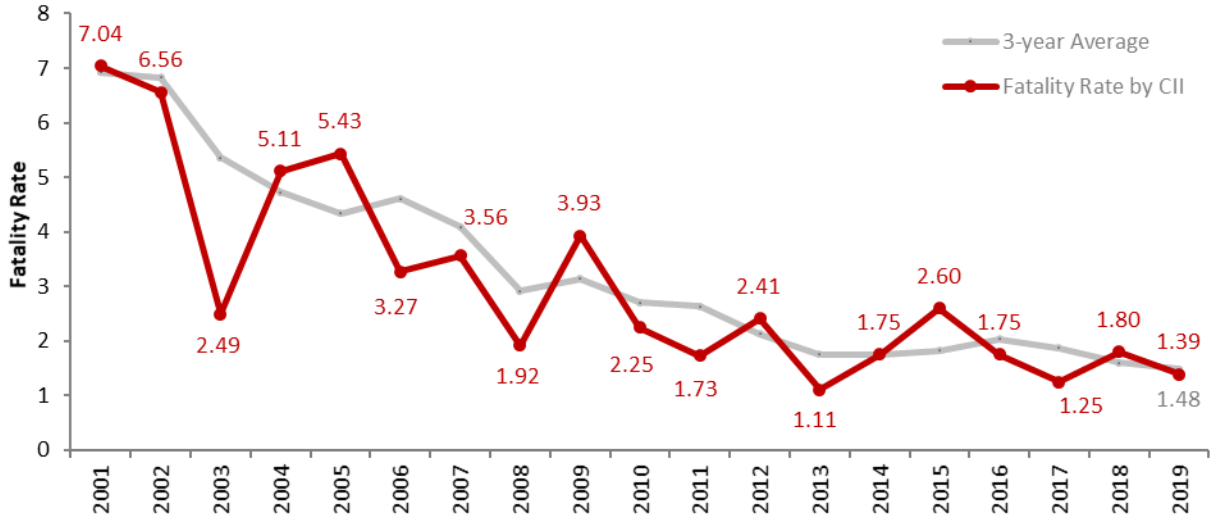


Figure 8. Yearly and 3-year Average Fatality Rates (2001 – 2019)

In 2019, 19 fatalities were reported by CII members. Figure 9 shows that the lead cause was the Contact with Objects and Equipment. No fatalities were reported in the categories of "Fires and Explosion" and "Assault and Violent Acts".

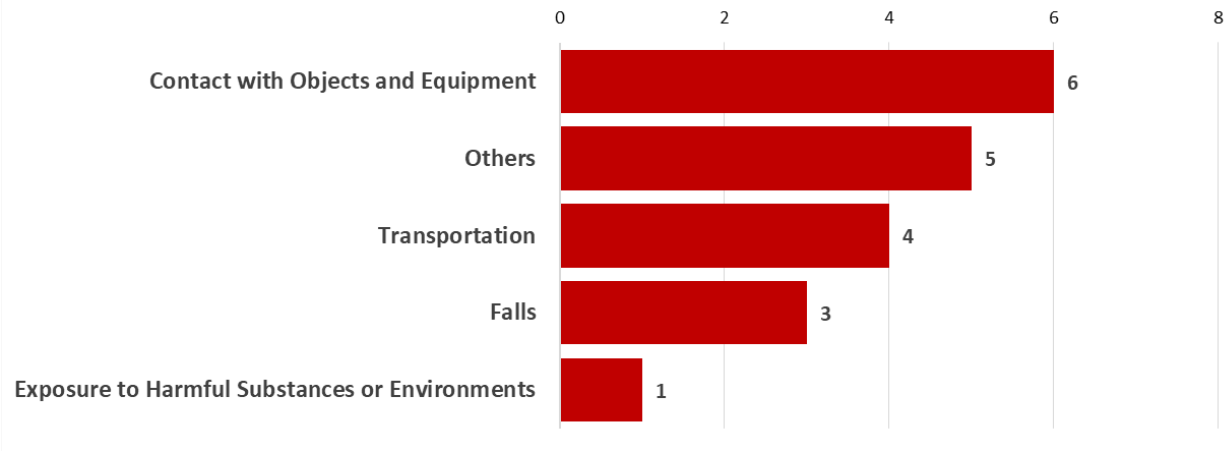


Figure 9. Fatality Causes in 2019

9. Safety Data and Rates by CII Industry Sector Committee

CII also reports safety performance to its industry sector committees, as shown below. Note that many companies belong to more than one sector committee, so some data are reported more than once. This is why the sum of the fatalities in each sector is greater than the true numbers in the "CII" rows.

Table 4. CII Sector Committee Safety Statistics 2017-2019

Year & Sector	Companies Reporting	Possible Reporting	Response Rate	Work Hours (Billion)	TRIR	DART Rate	Number of Fatalities	Fatality Rate
2019 CII	**58**	**101**	**57%**	**2.73**	**0.22**	**0.09**	**19**	**1.39**
DCC	26	38	68%	1.88	0.22	0.09	10	1.06
FHC	5	17	29%	0.06	0.55	0.92	0	0.00
MLS	6	19	32%	0.04	0.14	0.04	0	0.00
PUIC	19	29	66%	0.82	0.29	0.10	2	0.49
UMM	18	29	62%	1.53	0.19	0.08	8	1.04
2018 CII	**55**	**112**	**49%**	**2.67**	**0.24**	**0.10**	**24**	**1.80**
DCC	22	43	51%	1.64	0.21	0.08	15	1.83
FHC	3	17	18%	0.05	0.50	0.29	0	0.00
MLS	9	20	45%	0.21	0.38	0.21	1	0.93
PUIC	20	30	67%	0.95	0.38	0.15	9	1.89
UMM	24	38	63%	1.70	0.22	0.09	17	2.00
2017 CII	**71**	**147**	**47%**	**2.90**	**0.22**	**0.09**	**18**	**1.25**
DCC	24	44	55%	0.92	0.19	0.09	4	0.87
FHC	4	19	21%	0.05	0.66	0.43	0	0.00
MLS	9	23	39%	0.05	0.49	0.20	0	0.00
PUIC	21	33	64%	0.87	0.32	0.12	6	1.40
UMM	23	35	66%	0.90	0.18	0.08	2	0.45

Appendix: Glossary of Terms

DART — Days Away, Restricted or Transferred (replaced LWCIR in 2002). The DART rate is the number of DART cases occurring annually among 100 full-time workers (i.e., 2,000 hours per worker per year).

$$DART\ Rate = \frac{(\#\ of\ DART\ Cases) \times 200{,}000}{(Total\ Work\ Hours\ by\ All\ Employees)}$$

DCC — CII Downstream and Chemicals Industry Sector Committee

FR — Fatality Rate. The number of fatal work injuries occurring annually among 100,000 full-time workers (i.e., each worker works 40 hours per week for 50 weeks per year, or 200,000,000 hours per year).

$$Fatality\ Rate = \frac{(\#\ of\ Fatalities) \times 200{,}000{,}000}{(Total\ Work\ Hours\ by\ All\ Employees)}$$

FHC — CII Facilities and Healthcare Industry Sector Committee

LWCIR — Lost Workday Case Incident Rate (replaced by DART in 2002)

MLS — CII Manufacturing and Life Sciences Industry Sector Committee

PUIC — CII Power, Utilities, and Infrastructure Industry Sector Committee

RIR — Recordable Incident Rate (replaced by TRIR in 2002)

TRIR — Total Recordable Incident Rate (replaced RIR in 2002). The number of recordable injuries occurring annually among 100 full-time workers (i.e., 2,000 hours per worker per year).

$$TRIR = \frac{(\#\ of\ Recordable\ Cases) \times 200{,}000}{(Total\ Work\ Hours\ by\ All\ Employees)}$$

UMM — CII Upstream, Midstream, and Mining Industry Sector Committee

CII members may reproduce and distribute this work internally in any medium at no cost to internal recipients. CII members are permitted to revise and adapt this work for their internal use, provided that an informational copy is furnished to CII.

Available to non-members; however, no copies may be made or distributed, and no modifications may be made, without prior written permission from CII. Faculty and students at a college or university may reproduce and distribute this work without modification for educational use.

Prepared by Construction Industry Institute (CII)

September 9, 2020

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 3

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com

ÉNERGIE SAGUENAY

par

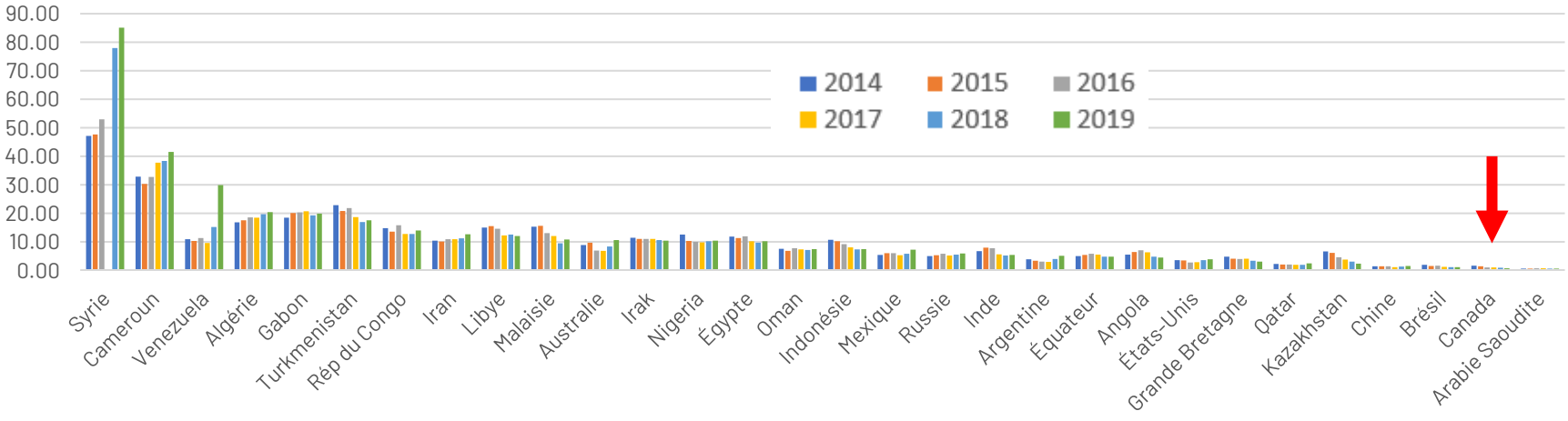
GNL QUÉBEC

5. Performance environnementale du Canada

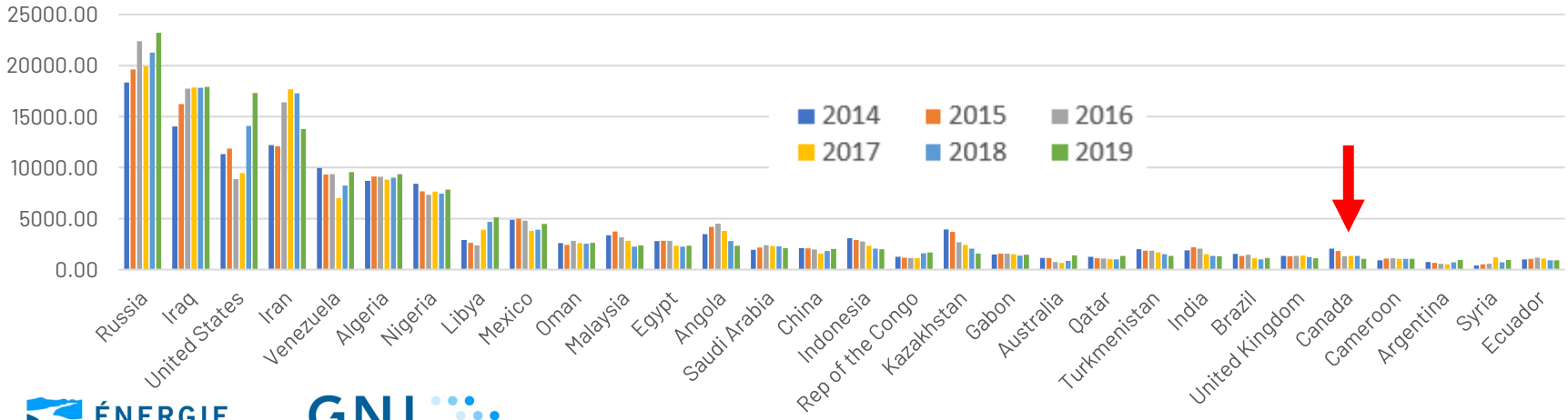


Le Canada : un leader dans la lutte aux émissions liées à la production de gaz naturel

Intensité du torchage par pays et par année en % de la production de gaz naturel



Quantité de gaz naturel torché par pays et par années en milliards de m^3 (2014-2019)



Canada vs. le reste du monde

- 4ème plus grand producteur mondial de gaz naturel
- 26ème en terme de torchage
- 29ème en terme d'intensité du torchage
- Réduction de 42% depuis 2015
- Intensité de torchage 6x moindre qu'aux É.U, 9x moindre qu'en Russie et 16x moindre qu'en Australie

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

Source: Banque Mondiale (2020)

Le Canada : un leader dans la lutte aux émissions **fugitives** à la production de gaz naturel

	Méthane Fugitive Tracker (*)		Méthane Venting Tracker (*)	
	Émissions Fugitives (kT $CO2_e$)	Intensité (kT/bcm)	Venting (kT $CO2_e$)	Intensité (kT/bcm)
Russie	2 158	2,97	3 750	5,17
É.U	2 082	2,41	3 633	4,21
Algérie	417	4,35	716	7,47
Nigeria	110	2,50	224	5,09
Canada	397	2,30	689	3,99

Canada vs. le reste du monde

- **Émissions fugitives**
  - Russie +30%
  - É.U +5%
  - Algérie x2
- **Venting**
  - Russie +30%
  - É.U +5%
  - Algérie +85%

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

Source: AIE Methane Tracker (2019)

Amélioration de la réglementation et investissements au Canada

Potentiel de réductions des émissions en amont de 40-60% grâce aux nouvelles réglementations

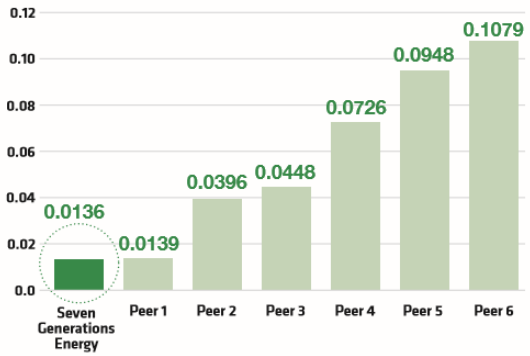
- Engagement pour l'électrification des activités de production et traitement du gaz naturel (289M C$ déjà engagés avec les résultats d'un pilote montrant une reduction de l'ordre de 85% en C.B)
- Engagement pour réduire les émissions fugitives de l'industrie de 45% d'ici 2025 par rapport au niveau de 2014

Investissements notables (gouvernements et compagnies) en cours

- Natural Gas Challenge en Alberta (50M$) spécifiquement pour addresser les émissions fugitives
- Natural Gas Innovation Fund (3M$)
- Ressources Naturelles Canada a octroyé 2,1M$ à PTAC et LMT pour le développement de valves électriques
- Révision du cadre réglementaire concernant la fracturation hydraulique en C.-B. en 2015

Le Canada : des joueurs impliqués dans la réduction des gaz à effet de serre

SEVEN GENERATIONS ENERGY



- Ajout d'un coût aux émissions de GES dans leurs décisions d'investissement
- Mise en place de mesures de de suivi des GES pour résorber les émissions fugitives au plus vite
- Mise en place d'un programme de réduction du torchage (réduction des émissions de GES de 13% 2016-2018)
- Installation de récupération de chaleur et remplacement des équipements sur site (air vs CH4)

TOURMALINE

- Mise en place de cibles claires (30% moins d'émissions de CO2, 75% moins d'émissions de NOx, 99% moins d'émissions de SOx)
- Création d'un Energy Efficiency Taskforce
- Programme de remplacement des valves pour limiter les émissions fugitives

ARC RESOURCES LTD.

2017-2018: réduction des émissions de GES de 17% et de la consommation d'eau douce de 25%

Canadian Natural

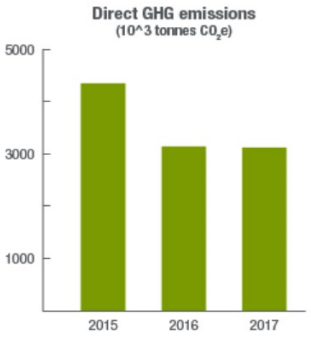
~~+~~90M$ dépensés pour réduire les émissions de gaz dans les opérations de pétrole brut lourd, ce qui a permis d'économiser 16,8 millions de tonnes de CO2e

- Mise en place du Fugitive Emission Management and Control dans plus de 200 de leurs localisations
- Remplacement du diesel par le gaz naturel ou les énergies renouvelables dans leurs opérations amont
- Mise en place de programmes de récupération de chaleur

Husky

Remplace actuellement l'équipement de ventilation sur les sites par des panneaux solaires et des piles à combustible, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de 95%

Ovintiv



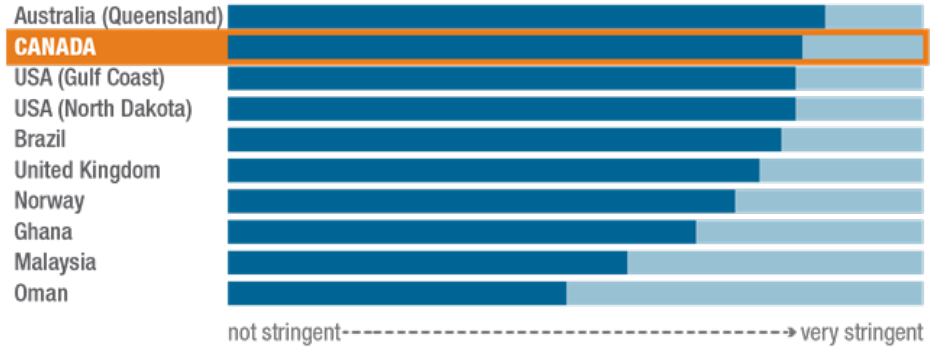
- Réduction de leurs émissions directes de 30% en 2015 et 2017
- Mise en place de LDAR et Optical Gas Imaging pour détecter et suivre les fuites de méthane

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

Compléments

La réglementation environnementale canadienne fait partie des plus sévères au monde

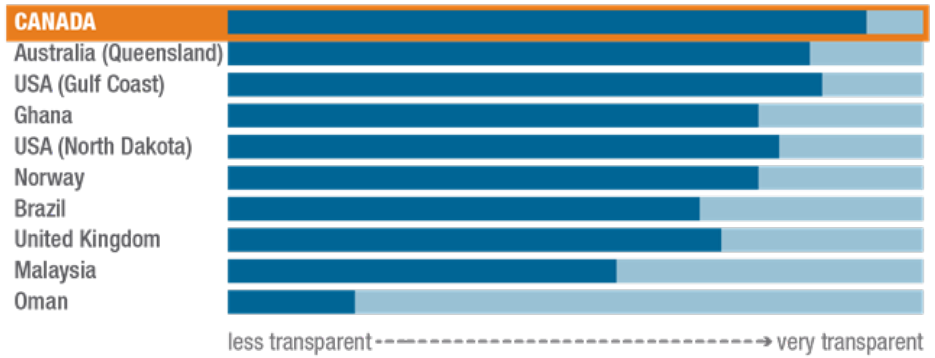
Critères de sévérité



Critères de contrôle



Critères de transparence



Performance du Canada

- Numéro 1 pour le contrôle de l'application des règles
- Numéro 1 pour la transparence vis-à-vis des parties prenantes
- Numéro 2 pour le niveau de sévérité de la réglementation

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

Source: Worley Parsons 2014

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 4

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com

Dans le cas où plus d'une mesure est disponible pour une pièce d'équipement (fréquence trimestrielle ou réparation), les émissions annuelles seront estimées au prorata de la période annuelle, en fonction des dates des mesures.

ACEE-69	**Gaz à effet de serre – Méthode d'évaluation des émissions en amont** **B) Des précisions doivent être apportées au sujet de l'approche présentée par le promoteur. La partie B vise à examiner si les émissions de GES en amont estimées auraient lieu même si le projet n'était pas construit. À cet effet, le promoteur doit fournir une estimation des émissions de GES en amont à partir de scénarios avec et sans le projet proposé.** **De plus, le promoteur a présenté un « facteur » pour la production supplémentaire en amont, mais n'a pas donné de détails sur ce que ce facteur représente, sur la manière dont il a été obtenu, ni sur sa justification. Veuillez fournir les hypothèses économiques et infrastructurelles qui ont été réalisées pour obtenir la valeur présentée.** **Finalement, la méthodologie pour compléter la partie B de l'évaluation des GES en amont a été fournie au promoteur lors de la première demande d'information. Le promoteur doit revoir sa méthodologie afin de respecter celle proposée (http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-03-19/html/notice-avis-fra.html#nl4). Pour se guider, le promoteur peut consulter des exemples tels que le Projet d'agrandissement Towerbirch (https://iaac-aeic.gc.ca/050/documents/p80106/118038F.pdf) et le Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (https://iaac-aeic.gc.ca/050/documents/p80061/116524F.pdf).** **C) Veuillez présenter la réponse à la sous-question C).**

R-69 :

B) et C)

La réponse à la question ACEE-69 A, déjà transmise, présente des estimations des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont qui pourraient découler de la production, transformation et transport du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien pour le Projet (« les émissions en amont »). Toutefois, il est important de savoir jusqu'à quel point le Projet pourrait faire augmenter la production de gaz naturel et les émissions de GES en amont. Cette section évalue jusqu'à quel point le volume de gaz naturel produit aux fins du Projet pourrait être produit même s'il n'était pas réalisé, et ce, afin d'établir si les émissions de GES en amont devraient être qualifiées de « supplémentaires », advenant sa réalisation. Il est ensuite question de la production supplémentaire de gaz naturel associée au Projet et des répercussions qu'elle pourrait avoir sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde.

Avant de fournir une réponse plus détaillée en lien avec ces questions, il est nécessaire de rappeler en détail les informations relatives à l'analyse des GES en amont en rapport au Projet, présentée à la réponse ACEE-69 A. En supplément de l'étude d'analyse de cycle de vie (ACV) réalisée par le CIRAIG et déposée avec l'ÉIE, ce dernier a aussi réalisé une étude plus granulaire en séparant de façon précise les domaines 1, 2 et 3 de l'ACV selon la norme ISO 14040-44, dont le tableau R-69-1 présente les résultats par catégorie de la chaîne de valeur amont concernant les émissions directes (domaines 1 et 2).

Ces résultats représentent la situation la plus conservatrice en termes d'émissions de GES et permettent de discuter des différents paramètres permettant de quantifier et de qualifier ces émissions et leurs évolutions sur la durée de vie initiale du projet (à savoir un minimum de 25 ans). Cette analyse prend en compte des critères tels que la production supplémentaire de gaz naturel prévue en amont, la mise en place de politique incitative et la réglementation pour réduire l'intensité carbone des différentes catégories de la chaîne de valeur amont ou encore les évolutions/innovations technologiques ayant un impact sur les émissions nettes de GES.

Dans la suite de ce document, les unités de volume pour le gaz naturel pourront variées entre bcfd ou bcf/d (milliard de pieds cubes ou Gpi^3 par jour en français) ou bcm (milliard de mètres cubes en français) sachant que la norme de l'industrie est d'utiliser ces unités de mesure dans la langue anglaise.

Tableau R-69-1 : Émissions de GES en amont selon les domaines 1 et 2 (CIRAIG, 2019)

en kT CO_2e / an	Compression gaz sur Transmission ON - Énergie Saguenay			Compression élec. sur Transmission ON - Énergie Saguenay		
	Canada (Hors Québec)	Québec	TOTAL	Canada (Hors Québec)	Québec	TOTAL
Travaux préliminaires	-	-		-	-	
Exploration	244	-	244	244	-	244
Extraction	2,277	-	2,277	2,277	-	2,277
Traitement	1,957	-	1,957	1,957	-	1,957
Transmission AB – ON	530	-	530	530	-	530
Transmission ON – Énergie Saguenay	163	124	287	79	21	100
TOTAL	**5,172**	**124**	**5,296**	**5,088**	**21**	**5,109**

PERSPECTIVES DU GAZ NATUREL AU CANADA ET EN AMÉRIQUE DU NORD

Wood Mackenzie a préparé une évaluation du marché canadien et nord-américain du gaz naturel pour GNLQ, principalement afin de fournir « une évaluation de l'incidence des exportations proposées sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel au Canada ». Le rapport est basé sur le scénario de référence rajusté H2 2019 sur le gaz naturel en Amérique du Nord de Wood Mackenzie, préparé pour GNLQ, et s'appuie sur les décennies d'expérience et de connaissance des marchés du gaz naturel nord-américain et canadien de Wood Mackenzie, notamment en ce qui a trait aux conditions du marché, aux prévisions de l'offre et de la demande et aux réserves par rapport aux autres sources d'énergie alternatives.

Wood Mackenzie a mis à profit ses connaissances, son expérience et son expertise commerciale du marché mondial et nord-américain du gaz naturel pour élaborer les impacts des prix en Amérique du Nord et l'approvisionnement supplémentaire requis du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), en raison des besoins d'approvisionnement en gaz naturel du Projet. Wood Mackenzie élabore des modèles d'approvisionnement robustes qui tiennent compte, entre autres variables, des hypothèses de seuil de rentabilité pour les producteurs, de l'efficacité future des forages et des technologies ayant une incidence sur les coûts, ainsi que des stocks de forage disponibles pour la production future, afin de déterminer la production future de gaz naturel sur le plan économique.

À l'inverse, du côté de la demande, ils effectuent régulièrement des prévisions granulaires au niveau sectoriel, qui tiennent compte d'une analyse de régression multivariée des variables ayant une incidence sur la demande par secteur et par province ou état, avec de multiples hypothèses quant aux coûts énergétiques futurs, aux objectifs de transition énergétique et aux impacts technologiques sur la demande énergétique mondiale. De plus, Wood Mackenzie gère des bases de données détaillées sur le gaz naturel et les infrastructures connexes, lesquelles sont régulièrement mises à jour en fonction des derniers développements, des données sur les coûts de liquéfaction et transports et des niveaux d'utilisation des infrastructures, afin de déterminer les coûts et la capacité disponibles pour transporter l'énergie ou le gaz naturel d'un endroit à un autre. Grâce à ses modèles exclusifs et à son expertise dans la chaîne de valeur mondiale et nord-américaine du gaz naturel et du GNL, Wood Mackenzie est en mesure de déterminer avec précision l'offre et la demande future de gaz naturel, les flux de gaz naturel, les exportations de GNL et les prévisions de prix dans l'ensemble de l'Amérique du Nord. Wood Mackenzie prend aussi en compte les différentes politiques, engagements et réglementations à être implémentés pour répondre aux Accords de Paris dans ses analyses.

Les technologies d'exploration et de développement ciblant les réservoirs non conventionnels ont continué à évoluer de façon marquée au cours des dernières années, ce qui a entraîné une croissance sans précédent de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris au Canada. Malgré la baisse des prix du gaz naturel au Canada et dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, les producteurs ont continué à extraire de plus en plus de gaz naturel, tant des réservoirs associés que non associés, et continuent à développer des réserves chaque année à partir de ressources existantes et nouvelles. Les ressources non conventionnelles devraient compter pour la plus grande partie de la croissance de l'offre à long terme d'ici 2050, à mesure que les réservoirs conventionnels continuent de s'amenuiser et que les exploitants affectent l'essentiel des capitaux vers les sources non conventionnelles. Dans l'avenir, on prévoit que les progrès technologiques visant à réduire les coûts et l'empreinte écologique de l'extraction du gaz naturel se poursuivront, ce qui devrait entraîner des gains d'efficacité, tant économiques qu'environnementaux, au cours de la période de prévision.

À l'échelle de l'Amérique du Nord, la production de gaz naturel devrait atteindre 172 Gpi^3/j d'ici 2050, soit une augmentation de 60 % par rapport aux 108 Gpi^3/j enregistrés en 2019 (figure R-69-1). La production à court terme proviendra des sources associées du Bassin permien, du Bassin Mid-continent et du Bassin des Rocheuses américaines, tandis que le recours au gaz naturel non associé, provenant principalement du nord-est des États-Unis, devrait se produire à plus long terme, lorsque les exploitants de sources associées seront à court de puits de base, ce qui entraînera une stagnation de la croissance de l'approvisionnement associé. On prévoit que le gaz naturel non associé deviendra la source d'approvisionnement marginale à long terme, et que les prix refléteront les seuils de rentabilité légèrement plus élevés pour les exploitants dans les bassins nord-américains non associés.

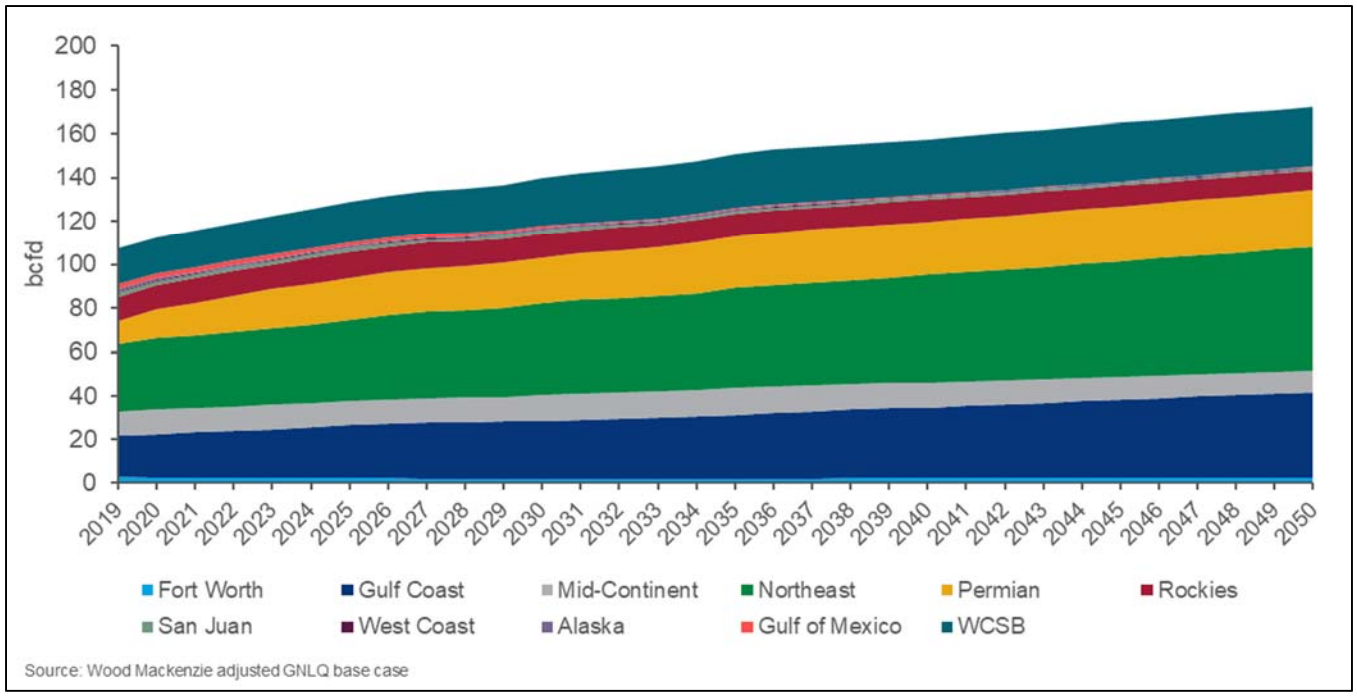


Figure R-69-1 Prévisions de production par bassin entre 2019 et 2050 (Wood Mackenzie, 2019)

Au Canada, Wood Mackenzie estime qu'une croissance forte et soutenue de l'offre proviendra du BSOC à la fois de Colombie-Britannique et d'Alberta, principalement sous l'impulsion de la zone de Montney, qui est en constante expansion, avec quelques ajouts provenant des zones de Duvernay, Deep Basin, Cardium et Liard/Horn River (figure R-69-2).

L'offre passera de 16,6 Gpi^3/j en 2019 à 27,1 Gpi^3/j en 2050, soit une augmentation de 63 % par rapport à 2019, l'offre de Montney culminant à 14 Gpi^3/j. Les considérations économiques ciblant les zones riches en liquides ont déterminé les portefeuilles d'approvisionnement à court terme des exploitants, et on prévoit que les principaux sites de gaz naturel riche en liquides qui restent s'amenuiseront après 2038, ce qui entraîne un pic de production dans ces zones. Les zones gazières plus sèches et non associées du bassin de Liard/Horn River devraient représenter la majeure partie des ajouts à l'approvisionnement après 2038.

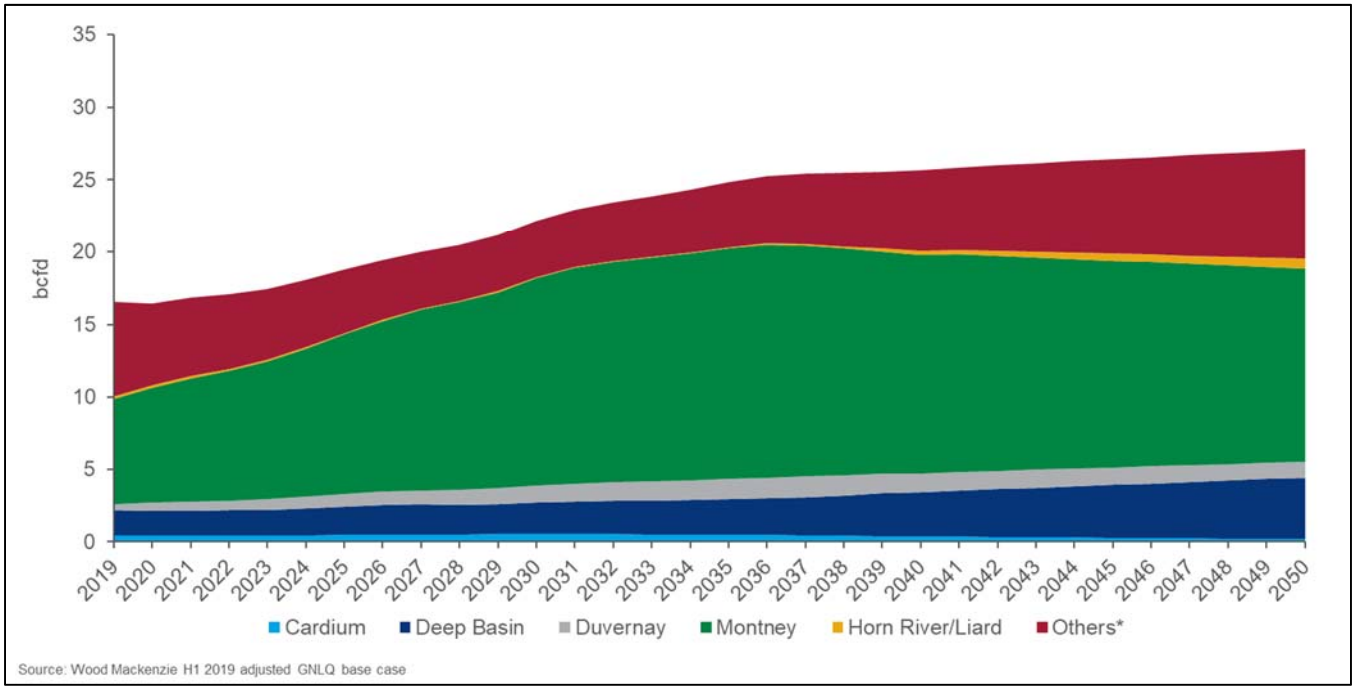


Figure R-69-2 Prévisions de production par zones dans le BSOC entre 2019 et 2050 (Wood Mackenzie, 2019)

Pour équilibrer le gonflement de l'offre provenant tant du gaz naturel associé que non associé, il est prévu que la croissance de la demande nord-américaine proviendra des exportations, principalement de GNL, mais également par les gazoducs vers le Mexique. La demande intérieure nord-américaine, hors exportation, devrait grimper de 28 % par rapport aux niveaux de 2019 (95 Gpi^3/j), pour atteindre 122 Gpi^3/j en 2050, une hausse principalement attribuable aux secteurs de l'industrie et de la production d'électricité. On prévoit que les exportations, qu'il s'agisse de GNL ou d'exportation par gazoduc, constitueront un secteur de demande essentiel pour équilibrer la croissance globale de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord. On estime que les exportations de gaz naturel passeront de 11 Gpi^3/j en 2019 à 52 Gpi^3/j en 2050 (figure R-69-3), soit une augmentation de 383 %, afin de répondre à la demande mondiale supplémentaire en gaz naturel, alimentée par les efforts de décarbonisation du monde.

Les prévisions d'évolution de la demande de gaz naturel au Canada sont similaires à celles de l'Amérique du Nord, mais le rythme est plus soutenu. La hausse de la demande intérieure provient du secteur industriel, principalement pour l'extraction des sables bitumineux, mais on enregistre également des augmentations pour les matières premières pétrochimiques, la consommation des mines et des métaux et la production d'électricité alimentée au gaz naturel, tandis que les exportations de GNL devraient équilibrer l'abondante croissance de l'offre provenant du BSOC. La demande intérieure devrait augmenter de 48 %, passant de 11 Gpi^3/j en 2019 à 17 Gpi^3/j en 2050, et la demande industrielle de 57 %, soit de 5,3 Gpi^3/j en 2019 à

8,3 Gpi^3/j en 2050 (figure R-69-4). Les exportations de GNL passeront à 9 Gpi^3/j d'ici 2050, car de nouveaux projets devraient voir le jour tout au long de la période de prévision, là encore comme aux États-Unis, afin d'équilibrer la hausse importante de l'offre de gaz naturel. Il est à noter qu'une transition plus rapide au Canada pourrait entraîner une baisse de cette demande (notamment dans les sables bitumineux) et ainsi avoir un impact négatif sur les prix du gaz naturel les tirant vers le bas.

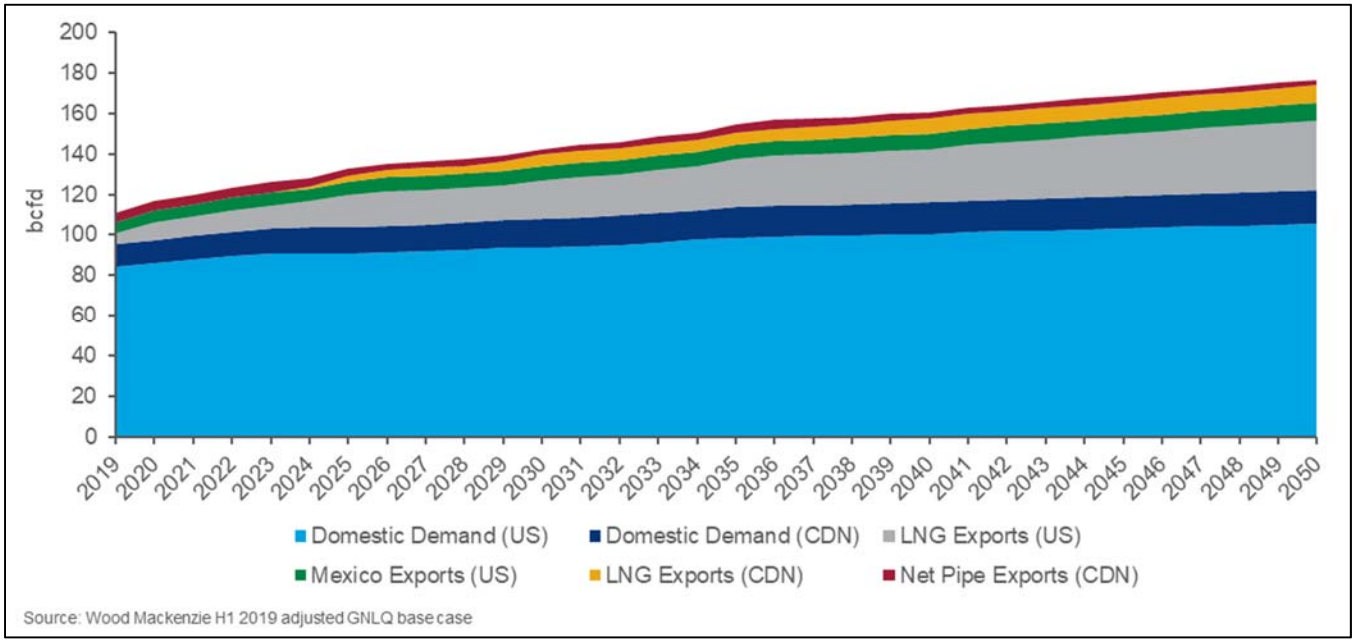


Figure R69-3 Prévisions de demande en gaz naturel en Amérique du Nord entre 2019 et 2050 (Wood Mackenzie, 2019)

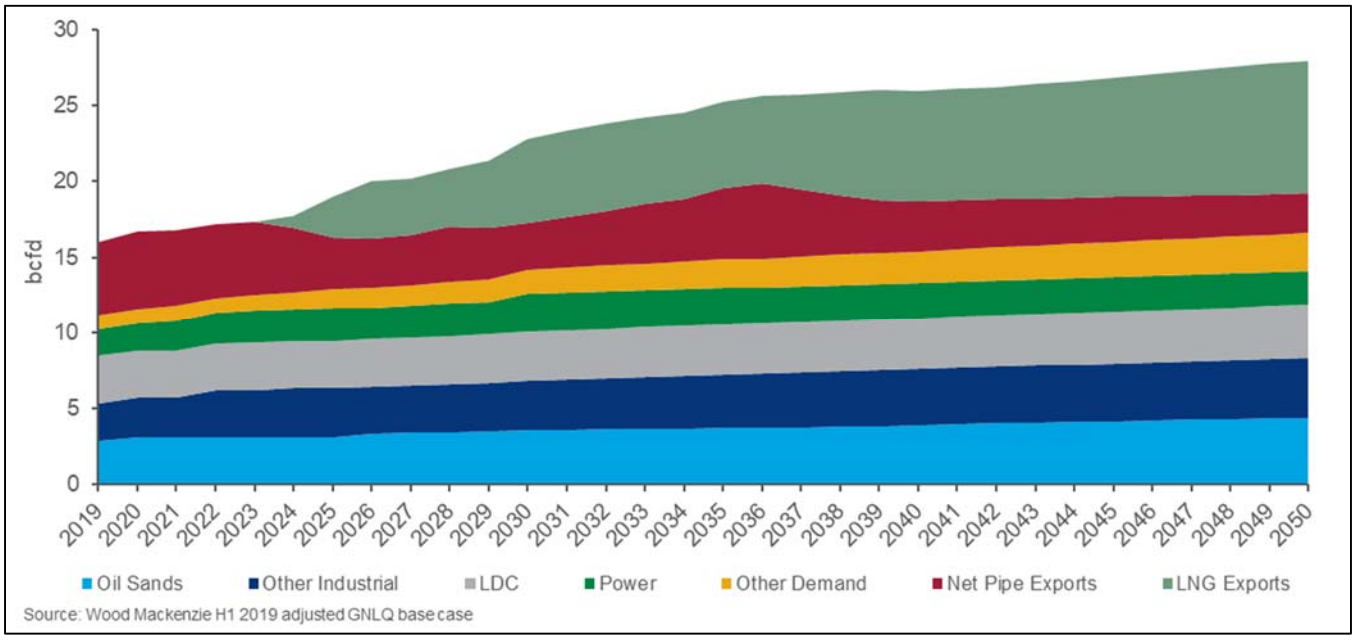


Figure R-69-4 Prévisions de demande en gaz naturel au Canada entre 2019 et 2050 (Wood Mackenzie, 2019)

La croissance en flèche de l'offre de ressources non conventionnelles aux États-Unis, surtout dans le nord-est, et de l'offre associée dans le Bassin permien, a modifié les modèles d'approvisionnement traditionnels, ce qui a eu un impact sur les exportations de gaz naturel des lignes de transport canadiennes vers les principaux marchés américains. À mesure que les États-Unis sont devenus plus autosuffisants, l'offre du nord-est a été orientée vers de nouveaux marchés de demande afin d'équilibrer la hausse, c'est-à-dire vers le nord au Canada, vers l'ouest dans les marchés du Midwest américain, et vers le sud vers les principaux noyaux de demande de la côte américaine du Golfe du Mexique. Ceci a entraîné une concurrence importante entre les différentes sources de gaz naturel et a eu un impact négatif sur les exportations par les lignes de transport de gaz naturel canadiennes; Wood Mackenzie prévoit que cette tendance du marché se poursuivra et que les exportations nettes des lignes canadiennes continueront à diminuer, pour se chiffrer à 2,6 Gp^3/j en 2050 comparativement à 5 Gp^3/j en 2019 (figure R-69-5). Ce phénomène met en évidence la compétitivité des ressources de gaz naturel nord-américaines jumelée au coût de transport par gazoduc, et la pression croissante à laquelle le gaz naturel canadien est soumis en raison de la hausse de l'offre aux États-Unis.

En s'appuyant sur les prévisions de l'offre à long terme, l'évolution de la demande et la dynamique du marché d'ici 2050, Wood Mackenzie estime que le prix du gaz naturel nord-américain demeurera compétitif à long terme, le prix moyen prévu du marché Henry Hub pour 2019-2050 étant de 3,96 $ US/MBtu (en dollars de 2019 réels), et les prix devraient demeurer inférieurs à 6 $ US/ MBtu durant toute la période de prévision (figure R-69-6). De même, les prix selon l'index AECO (Alberta Energy Company) devraient se situer en moyenne à 3,04 $ US/MBtu durant la période de prévision et culminer à 4,87 $ US/MBtu en 2050. Ces prévisions de prix reflètent des conditions de marché raisonnables et un facteur de volatilité moins élevé, dû surtout à l'abondance, à la prévisibilité et à la rapidité de réaction des approvisionnements en gaz naturel non conventionnels nord-américains, qui pourront répondre à la fois à la demande intérieure et à la demande d'exportation.

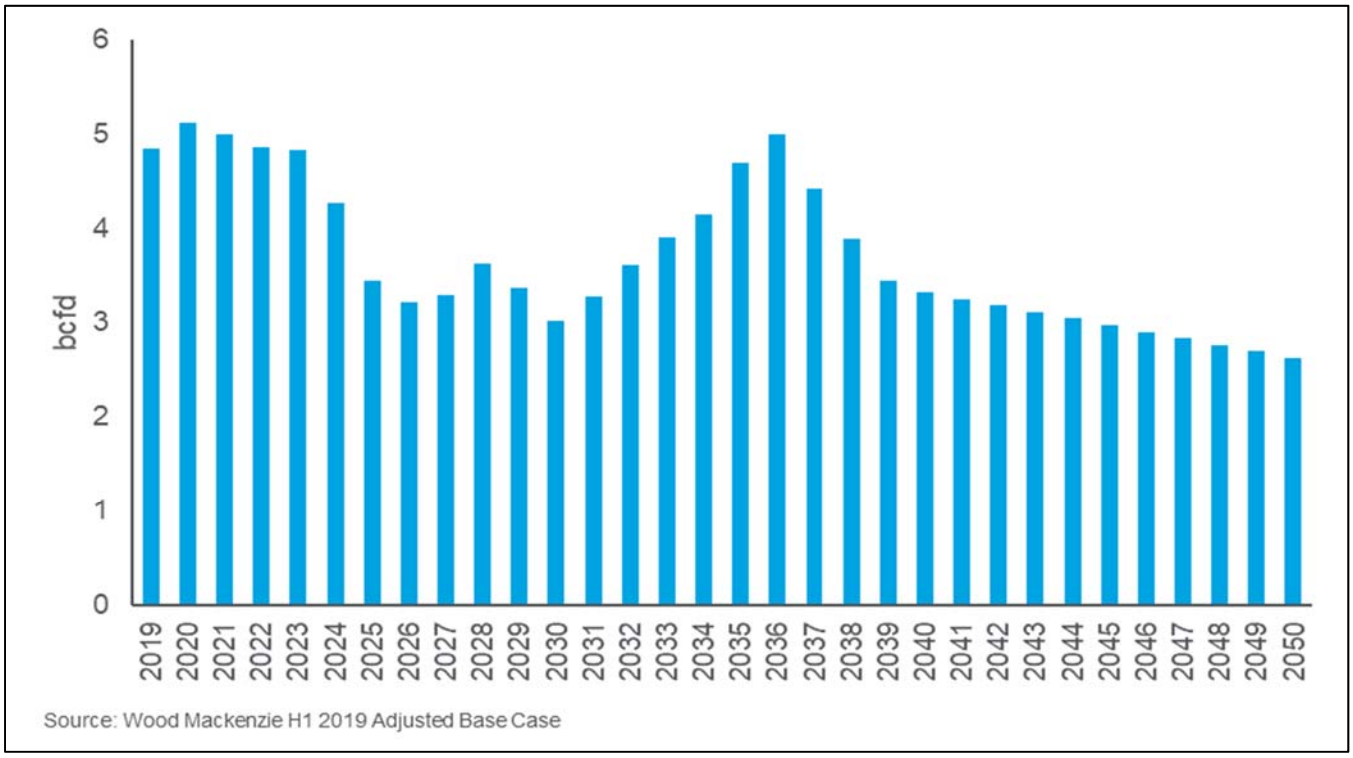


Figure R-69-5 Prévisions d'export net de gaz naturel vers les É.U via gazoduc entre 2019 et 2050 (Wood Mackenzie, 2019)

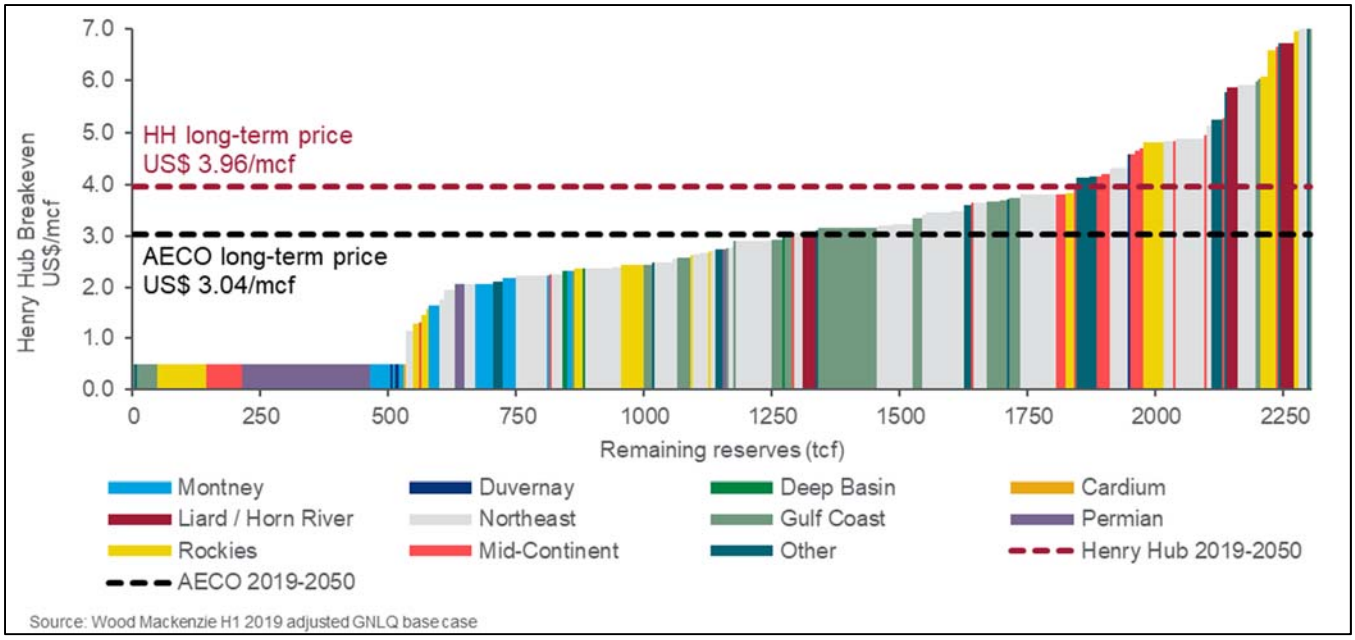


Figure R-69-6 Coût de production anticipé par localisation (Wood Mackenzie, 2019)

Le travail d'analyse réalisé par Wood Mackenzie a donc permis de confirmer que la dynamique globale du marché du gaz naturel en Amérique du Nord, telle qu'on la connaît en 2019, ne devrait pas fondamentalement changer d'ici 2050, ceci étant justifié par : 1) des ressources abondantes; (2) une interconnexion entre les marchés de production et la demande; 3) un coût de production relativement faible; et 4) une évolution/amélioration des technologies et techniques de production du gaz naturel, que ce soit d'un point de vue économique ou environnemental.

PERSPECTIVES DU GAZ NATUREL ET DU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ DANS LE MONDE

Poussés par un ensemble de facteurs à la fois sociaux, économiques et environnementaux, une croissance importante de la demande en gaz naturel est attendue dans les prochaines décennies, notamment pour les raisons suivantes :

- remplacement des énergies fossiles les plus polluantes comme le charbon et le pétrole, entraînant la réduction des émissions des GES et des polluants atmosphériques dans l'optique de la lutte contre les changements climatiques et de l'amélioration de la qualité de l'air;
- croissance économique des pays émergents, nécessitant de plus en plus d'énergie pour le développement industriel, mais aussi pour les besoins domestiques commerciaux et résidentiels (électricité, chaleur);
- réduction de l'utilisation de l'énergie nucléaire dans certains pays;
- diversification et recherche de stabilité d'approvisionnement en énergie pour certains pays, notamment en rapport avec les instabilités politiques dans certaines zones géographiques comme le Moyen-Orient ou la Russie, et la réduction de production domestique due à la fin de vie des réserves domestiques;
- recherche sur le long terme d'une source d'énergie plus propre et complémentaire aux énergies renouvelables, notamment pour pallier l'intermittence de certaines d'entre elles, en rapport aux besoins de production de chaleur et d'électricité de base à long terme.

D’un point de vue mondial, une croissance de la demande en gaz naturel d’environ 1,5 % par an d’ici 2040 est attendue. Ces chiffres sont corroborés par un grand nombre d’études et d’experts différents même si le chiffre final peut légèrement varier d’un rapport à l’autre. Ces différentes prévisions prennent en compte, notamment, les perspectives de changements climatiques et les mises en place de nouvelles réglementations s’y afférant. Le tableau R-69-2 présente les chiffres fournis par différentes sources.

Tableau R-69-2 Prévisions de demande mondiale en gaz naturel

Source	Référence	Projection	CAGR (%)
BP Outlook 2019 (Scenario Transition)	(2017) 3752 bcm	(2040) 5450 bcm	1,7%
Wood Mackenzie Q4-2019 (base case)	(2018) 353 bcfd	(2040) 483 bcfd	1,4%
Wood Mackenzie Q4-2019 (SDS case)	(2018) 353 bcfd	(2040) 423 bcfd	0.8%
IEA 2019	(2018) 3952 bcm	(2040) 5404 bcm	1,4%
Poten (Q4-2019)	(2017) 3752 bcm	(2040) 5593 bcm	1,8%

Cette croissance de la demande en gaz naturel entraîne donc inévitablement une croissance significative de la demande en GNL dans toutes les parties du monde, comme en témoigne la figure R-69-7 créée à partir des données fournies par Wood Mackenzie (2019).

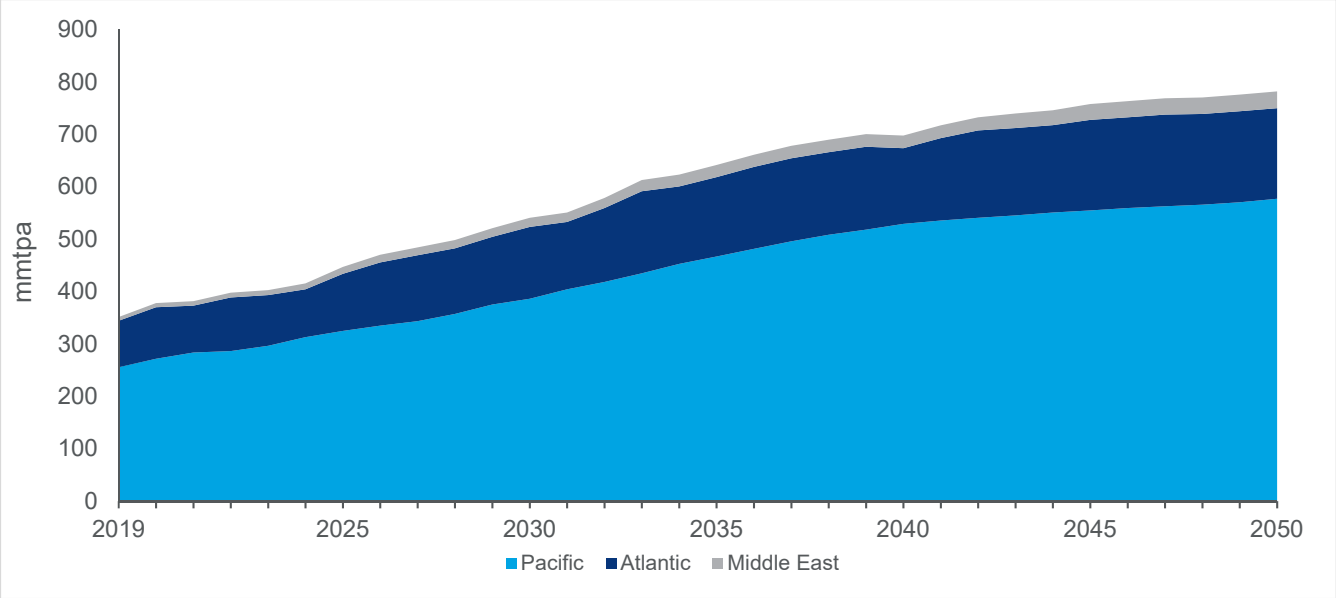


Figure R-69-7 Prévisions de demande mondiale en GNL entre 2019 et 2050 (Wood Mackenzie, 2019)

Les données de Wood Mackenzie montrent une augmentation de la demande globale de GNL de 320 millions de tonnes par an (mtpa ou mmtpa) en 2018 à 750 mtpa en 2035, soit une augmentation de l’ordre 2,6 % en moyenne par an.

L’Europe et l’Asie (incluant l’Inde) sont les deux marchés majeurs pour la consommation de GNL, principalement dû en raison des réserves et d’une production limitée de gaz naturel à des coûts compétitifs dans ces régions, à l’inverse de régions comme l’Amérique du Nord, la Russie ou le Moyen-Orient.

La figure R-69-8 montre les grandes tendances de besoin en GNL en Europe et en Asie, en comparaison aux autres régions :

- La demande en Europe va croitre de 50 mtpa en 2018 à 120 mtpa en 2035, représentant environ 20 % de la demande mondiale.
- La demande en Asie-Pacifique (incluant l'Inde) va croitre de 235 mtpa en 2018 à 390 mtpa en 2035, représentant entre 65 et 75% de la demande mondiale totale en 2035. De la demande de 390 mtpa en 2035, environ un tiers viendra uniquement de la Chine et de l'Inde, avec une demande qui va quasiment doubler (+80 %) pour ces deux pays dans cette période de temps. Dans le même temps, les marchés émergents d'Asie du Sud-Est vont voir leur demande gonfler de moins de 10 mtpa en 2017 à près de 70 mtpa en 2035, offrant donc à des entreprises comme GNLQ de véritables nouveaux marchés à la demande inélastique résultant d'une volonté de migrer vers des énergies moins polluantes.
- L'Amérique centrale et du Sud n'est pas en reste et représente le gros de la croissance dans les régions autres, avec une demande qui passera de 7 mtpa en 2018 à 30 mtpa en 2035, pousser par des besoins croissants en énergie et à une volonté de s'éloigner du pétrole et du charbon.

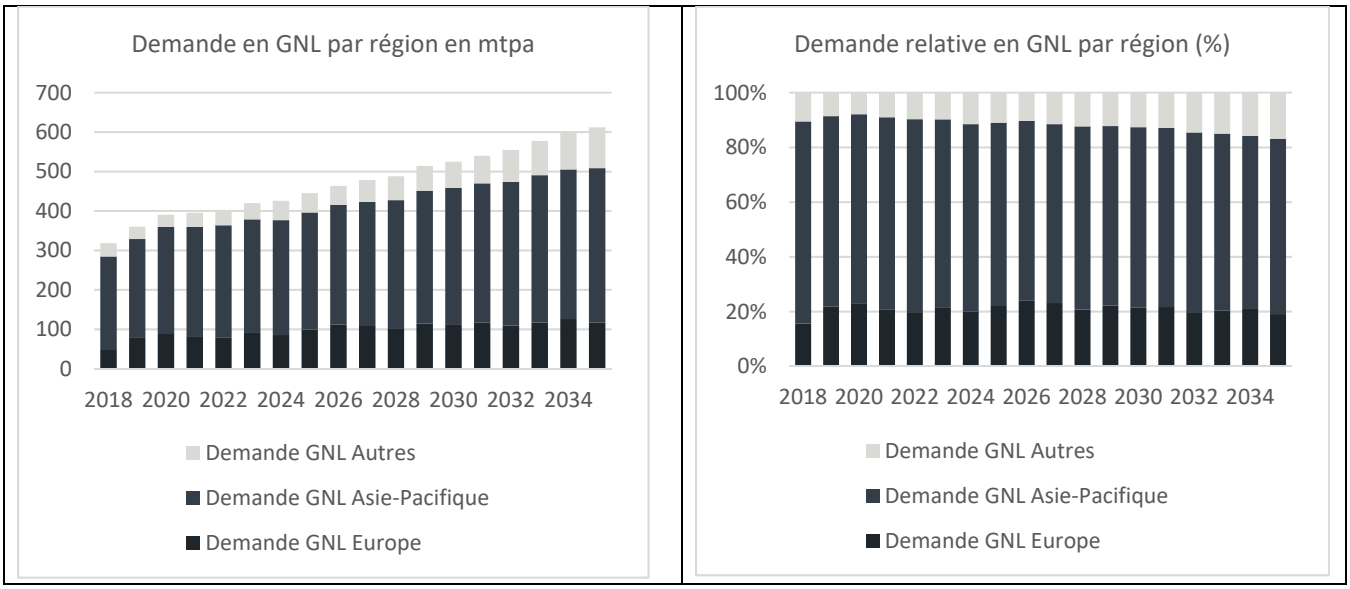


Figure R-69-8 : Prévisions de demande mondiale en GNL, par zone, entre 2019 et 2035 (Wood Mackenzie, 2019)

Au-delà des politiques énergétiques des différents pays, un certain nombre de raisons importantes, présentées au tableau R-69-3, expliquent une croissance significative de la demande de GNL dans les différentes régions du monde.

IMPACT DU PROJET SUR LA PRODUCTION EN AMONT AU CANADA ET LES GES AU CANADA ET DANS LE MONDE

Selon les chiffres de demande et d'exportation de 2018, la taille estimée des ressources canadiennes est suffisante pour permettre l'approvisionnement continu des consommateurs canadiens, y compris les exportations nettes par gazoduc vers les États-Unis, pendant plus de 200 ans. Cette durée passe à 300 ans si l'on tient compte uniquement de la consommation intérieure canadienne de 2018, sans les exportations vers les États-Unis. Étant donné que LNG Canada a atteint la décision finale d'investissement (DFI) et est actuellement en construction, Wood Mackenzie a estimé les ressources canadiennes, selon un scénario qui combine la demande intérieure canadienne actuelle (y compris les exportations américaines), les installations d'exportation de LNG Canada en construction et les volumes proposés requis par GNLQ.

Ce scénario donne 157 ans d'approvisionnement disponible. L'évaluation de la taille des ressources nord-américaines totales par rapport à la consommation nord-américaine intérieure de 2018 donne une durée de 106 ans ce qui, selon Wood Mackenzie, permettra de répondre adéquatement à toute la demande prévue jusqu'en 2050 au Canada, dans le reste de l'Amérique du Nord et à toute demande supplémentaire résultant des exportations projetées par GNLQ.

Tableau R-69-3 Justification de la croissance significative de la demande de GNL

Europe	• Volonté des pays européens de diversifier leur source d'approvisionnement en gaz naturel afin de moins s'exposer aux risques géopolitiques venant de Russie, du Moyen-Orient, d'Afrique et même dans un certain niveau des États-Unis. Cette volonté se témoigne par les projets de construction de terminaux d'import de GNL (Croatie[2], Grèce, Allemagne[3]) ou les politiques générales d'approvisionnement comme celle portée par la Pologne qui dépend à plus de 60% du gaz russe[4][5][6]. • La Pologne s'est maintenant engagée à sortir du charbon d'ici 2045[7]. • Nécessité pour les pays européens de trouver des sources de gaz naturel alternatif en remplacement de la production domestique qui est amenée à réduire de façon drastique dans les prochaines décennies, à commencer par les limitations de production de la zone de Groningen aux Pays-Bas pour une fin de production en 2022[8][9]. Il est aussi prévu que l'épuisement des réserves de gaz en Norvège va résulter en une diminution des quantités fournies à l'Europe[10], tout comme cela a été le cas dans la dernière décennie au Royaume-Uni[11].
Asie	• La majeure partie de la croissance de la demande en GNL en Asie est due au besoin croissant en énergie pour le développement économique de certains pays comme la Chine, l'Inde ou l'Asie du Sud-Est (Vietnam, Thaïlande, Pakistan…), pour lesquels le meilleur indicateur reste la croissance démographique attendue[12] de l'ordre de 15 % dans les quatre prochaines décennies. Au contraire de l'Europe, ces pays attendent des croissances démographiques significatives jumelées à une amélioration du niveau de vie requérant une intensité énergétique par habitant plus importante (par exemple la Chine, l'Inde et la Thaïlande sont à 93,5 GJ/a, 25,45 GJ/a et 83,5 GJ/a respectivement quand le Canada est à 303 GJ/a d'après les données de la banque mondiale de 2014), le meilleur exemple étant la Chine qui vient de devenir le plus grand importateur de gaz naturel au monde, en doublant quasiment sa demande en l'espace de 4 ans[13]. • Comme en Europe, un certain nombre de pays producteurs de gaz naturel en Asie deviennent également des importateurs afin de pallier leur réduction de production domestique, par exemple l'Indonésie qui voit son potentiel d'import de GNL doubler entre 2015 et 2020[14]. Poten & Partners s'attend à ce que la demande de l'Indonésie en GNL passe de 2 mtpa en 2017 à environ 10,5 mtpa en 2040. • Enfin certains pays importateurs historiques de GNL, comme la Corée du Sud, vont voir leur importation de gaz naturel et de GNL augmenter, pour s'adapter à leurs politiques énergétiques qui seront traitées un peu plus bas. La Corée du Sud par exemple voit une demande durable en GNL au-delà de 40 mtpa en comparaison aux 33-37 mtpa des dernières années, d'après Wood Mackenzie[15]. À la suite des élections ayant eu lieu en Corée du Sud en 2020, le nouveau gouvernement a décidé d'accélérer la transition vers une société moins carbonée et a annoncé un arrêt plus rapide du charbon au profit des énergies renouvelables et du gaz naturel, notamment en remplaçant 24 des 30 centrales au charbon prévues d'être retirées du bouquet énergétique par des centrales au gaz naturel.[16]

2 https://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-4910_en.htm
3 https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2018/11/13/germanys-first-lng-terminal-is-the-right-move-for-europes-energy-security/#688baffd6e14
4 https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-02-08/poland-bets-on-lng-norwegian-gas-as-divorce-with-russia-looms
5 https://www.reuters.com/article/pgnig-gazprom/update-1-polands-pgnig-tells-gazprom-it-plans-to-end-gas-supply-deal-in-2022-idUSL8N27V469
6 https://www.reuters.com/article/russia-poland-gas/poland-russia-to-cut-decades-old-gas-transit-ties-idUSL8N2CX3EF
7 https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/060220-interview-eu-policies-prompt-polands-pge-to-pursue-green-transition
8 https://www.reuters.com/article/netherlands-gas-regulator/update-1-groningen-gas-output-falling-faster-than-planned-idUSL8N1TT1IZ
9 https://www.reuters.com/article/us-netherlands-gas/netherlands-to-halt-groningen-gas-production-by-2022-idUSKCN1VV1KE
10 http://www.npd.no/en/news/News/2018/The-Shelf-2017/1-Increasing-oil-and-gas-production-for-the-next-fiveyear-period/
11 https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=3170
12 https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2017_Wallchart.pdf
13 https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2018/12_06/
14 https://jakartaglobe.id/business/pertamina-sees-indonesia-lng-demand-doubling-2020-seeks-imports/
15 https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL3N1YN31D
16 https://www.bloombergquint.com/business/south-korea-may-speed-up-renewable-energy-shift-under-proposal

Au moyen des modèles mondial et nord-américain exclusifs de Wood Mackenzie sur l'offre, la demande, les coûts et les tarifs des infrastructures et la concurrence entre les gazoducs, et en ajustant les hypothèses du scénario de référence des prévisions à long terme H2 2019 pour inclure l'impact du 1,55 Gp^3/j supplémentaire requis par le Projet, Wood Mackenzie a été en mesure de déterminer avec précision les impacts supplémentaires sur l'offre du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), y compris les impacts sur les prix canadiens.

Dans le scénario de référence rajusté, les besoins en gaz naturel pour alimenter le Projet n'entraînent qu'une production supplémentaire de 0,08 Gp^3/j du BSOC par rapport au scénario de référence H2 2019 de Wood Mackenzie, en raison de la déviation des flux d'exportation par gazoduc des marchés du Lower 48 (région du Midwest américain) et de l'est du Canada, afin de combler les besoins du Projet (figure R-69-9). Les flux d'exportation du BSOC qui sont redirigés sont remplacés par du gaz naturel supplémentaire provenant des zones du Lower 48 américain, principalement du nord-est des États-Unis, ce qui se traduit par un léger impact à la hausse du prix de l'AECO de 0,35 $/MBtu par rapport au scénario de référence H2 2019 de Wood Mackenzie sur la période 2025-2040 (figure R-69-10).

À cet effet, si on applique ce facteur de production supplémentaire au Canada basé sur l'analyse de Wood Mackenzie, les émissions de GES en amont associées au Projet se limitent donc aux chiffres du tableau R-69-4, en fonction du scénario sur le gazoduc Ontario-Saguenay.

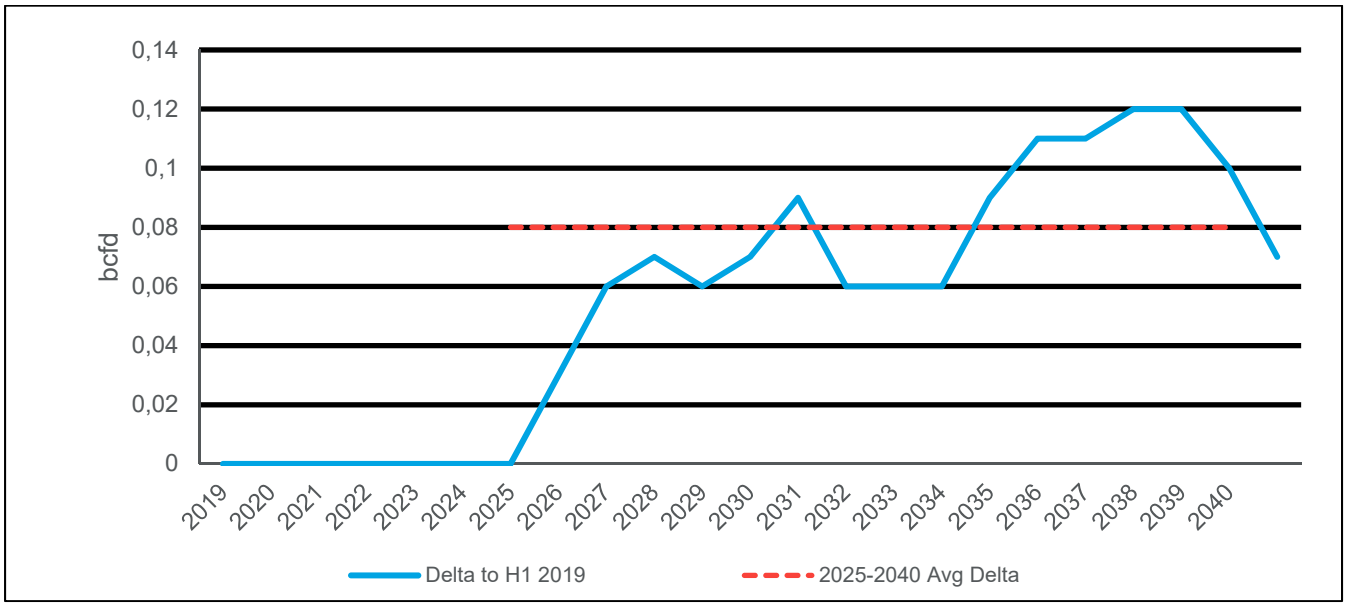


Figure R-69-9 Prévisions de l'impact du projet sur la production canadienne de gaz naturel, entre 2025 et 2050 (Wood Mackenzie, 2019)

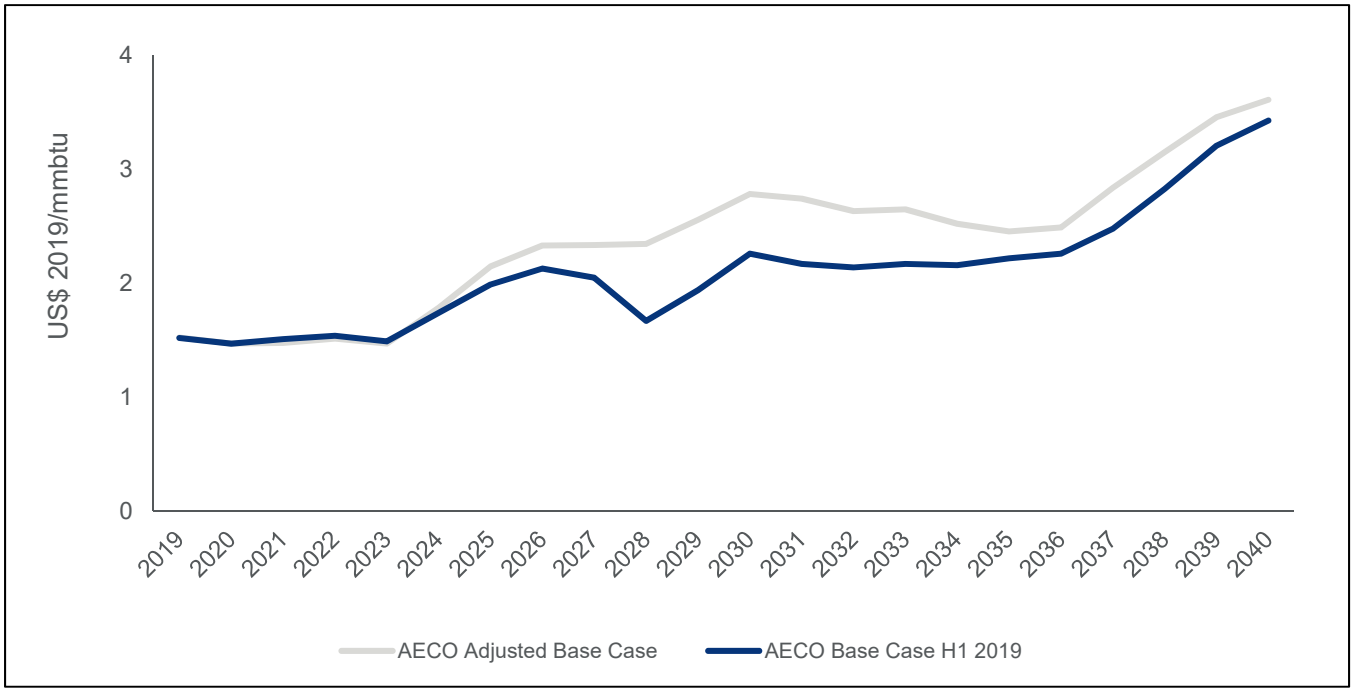


Figure R-69-10 Prévisions de l'impact du projet sur le prix du gaz naturel au Canada, entre 2025 et 2050 (Wood Mackenzie, 2019)

Tableau R 69-4 Émissions de GES en amont selon les scopes 1 et 2 auquel est appliqué le facteur de production supplémentaire de Wood Mackenzie (« WM ») (CIRAIG, 2019 et Wood Mackenzie, 2019).

en kT CO_2e / an	Canada (Hors Québec)	Québec	TOTAL
Travaux préliminaires	-	-	
Exploration	13	-	13
Extraction	117	-	117
Traitement	100	-	100
Transmission AB – ON	27	-	27
Transmission ON – Énergie Saguenay	163	124	287
TOTAL	**420**	**124**	**544**

En conclusion, si le facteur WM est pris en compte dans l'évaluation des émissions de GES en amont, les émissions supplémentaires de GES liées au Projet représenteraient :

- une augmentation de 0,05 à 0,08 % des émissions de GES par rapport au niveau des émissions canadiennes en 2017 (qui s'élevaient à 716 000 kT[17]);
- une augmentation de 0,001 % des émissions de GES par rapport au niveau des émissions mondiales en 2017 (qui s'élevaient à 32 840 000 kT[18]).

ÉVALUATION DES ALTERNATIVES AU PROJET

Le Projet étant destiné à l'export de GNL vers les marchés internationaux (notamment l'Asie et l'Europe), il n'y a pas d'alternatives au projet en soit pour exporter ce GNL, autre que la construction de terminaux de liquéfaction soit au Canada ou ailleurs dans le Monde.

Il est évident que le potentiel économique des différentes alternatives d'export de GNL va grandement varier en fonction des localisations et de la distance aux marchés finaux, à travers des impacts aussi différents que :

- le CAPEX des projets pour lesquels la localisation est importante, notamment pour réduire les coûts de main-d'œuvre, de mise en place d'infrastructures de support ou, dans notre cas précis, d'amélioration du processus de liquéfaction grâce à un climat plus froid;
- l'accès à une source de gaz naturel à prix compétitif ou, dans notre cas précis, du gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien, réputé pour avoir des coûts de production parmi les plus bas en Amérique du Nord;
- la distance aux marchés finaux, ou dans notre cas précis une distance 40 % plus courte en Europe et plus de 1 000 milles nautiques plus courte en Asie du Sud (et du Sud-Est) que la concurrence en devenir dans le golfe du Mexique aux États-Unis;
- l'impact environnemental global de la chaîne de valeur où le Canada se démarque de façon importante vis-à-vis de ses compétiteurs, notamment en Afrique, en Russie, au Moyen-Orient, voire même en Australie et aux États-Unis :
  - ensemble d'un quorum réglementaire considéré comme un des plus stricts au monde concernant la production du gaz naturel, mais aussi l'obtention des autorisations nécessaires à la construction et aux opérations des larges infrastructures énergétiques;
  - utilisation de l'hydroélectricité pour opérer le terminal d'Énergie Saguenay, réduisant ses émissions de 85 % par rapport à l'état de l'art actuel aux États-Unis et plus de 90-92 % par rapport aux terminaux situés en Afrique ou au Moyen-Orient;
  - utilisation de navires-citernes entièrement opérés au gaz naturel, réduisant de façon drastique les impacts environnementaux (particules, gaz à effet de serre[19], et risques de fuite) liés à l'utilisation du fioul lourd.

L'ensemble de ces critères a un impact sur le potentiel économique perçu par les clients long terme qui, plus que jamais, affecte un coût environnemental à leurs fournisseurs, en plus du coût économique réel. Un exemple concret de ceci se matérialise par le récent appel d'offres émis par la compagnie *Pavilion Energy* de Singapour, dans lequel la notion d'intensité

---

17 https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/cesindicators/ghg-emissions/2019/national-GHG-emissions-fr.pdf

18 https://www.iea.org/data-and-statistics/?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=Total%20CO2%20emissions

19 http://www.wwf.ca/newsroom/?17701/Une-etude-du-WWF-demontre-la-necessite-dabandonner-le- « L'étude est arrivée à la conclusion que l'utilisation de GNL réduirait la pollution jusqu'à 97 % et que les émissions de gaz à effet de serre (GES) diminueraient jusqu'à 25 % » http://awsassets.wwf.ca/downloads/vard_313_000_01_fuel_alternatives_letter_final.pdf?_ga=2.186760808.1333125809.1590759713-1951046813.1590759713

carbone est prise en compte dans le processus de décision[20]. En supplément, un projet avec une intensité carbone moins élevée est aussi économiquement plus viable et plus compétitif que d'autres projets sur la durée, si on prend en compte l'inéluctable mise en application de taxes carbone tout autour du monde. À titre d'exemple, une taxe carbone à 50 $ US/t de CO_2éq augmente le coût opérationnel de production de GNL de l'ordre de 0,25 $ US/mmBtu pour des projets dans le golfe du Mexique.

En ce qui a trait à l'impact sur les GES des alternatives au projet, ce sujet sera traité dans la section suivante sous la thématique de « *carbon leakage* » ou « fuite de carbone » (FdC). Cette notion est particulièrement documentée, notamment en ce qui concerne les délocalisations d'activités industrielles des pays développés vers les pays en voie de développement pour éviter les taxes carbones. Dans notre cas précis, les caractéristiques du projet abondent dans le sens d'un projet aux impacts environnementaux moindres vis-à-vis des GES, grâce à la mise en place de solutions pour éviter ces fuites de carbone, tout au long de la chaîne de valeurs canadienne.

IMPACT DES AUTRES ALTERNATIVES (FUITES DE CARBONE)

Comme indiqué plus haut, notamment dans la partie traitant des besoins mondiaux futurs en GNL, la question par rapport aux émissions mondiales de GES liées à la production et à l'export de GNL n'est pas autant de savoir si des alternatives existent pour qu'elles n'aient pas lieu, mais plutôt de savoir où cette production de GNL aura lieu. C'est là que la notion de fuites de carbone prend tout son sens, car les projets de liquéfaction de gaz naturel et les juridictions où sont produits le gaz naturel et/ou le GNL ne peuvent être considérés comme égaux vis-à-vis de leur respect de l'environnement.

Comme indiqué dans l'analyse succincte du marché du GNL, un grand nombre de pays sont à considérer dans les alternatives de liquéfaction de gaz naturel, à savoir l'Australie, le Qatar, la Russie, le Nigéria, l'Angola, l'Égypte, les États-Unis, le Trinidad et Tobago, le Pérou ou encore la Norvège et la Papouasie Nouvelle-Guinée, pour ne citer qu'eux.

Pour les fins de l'exercice, nous allons analyser la notion de FdC sur la chaîne amont (de la production à la liquéfaction) sur un nombre limité de pays/régions, en fonction des données disponibles, soit : les États-Unis (étant une source incrémentale majeure de liquéfaction attendue pour répondre à la demande), le Qatar (étant le plus large producteur historique), l'Afrique (en utilisant l'Angola ou le Nigéria comme référence) et la Russie. La conclusion de cette section devra cependant faire preuve de suppositions qualitatives, puisque dû au manque de transparence dans certains de ces pays, il est parfois difficile de trouver les informations exactes pour certaines portions de la chaîne de valeur.

OPÉRATIONS DE LIQUÉFACTION

Le terminal de liquéfaction d'Énergie Saguenay peut profiter de l'accès à l'hydroélectricité afin de permettre une réduction significative des émissions de GES lors de la liquéfaction du gaz naturel. En effet, les terminaux de liquéfaction utilisent en général le gaz naturel entrant pour faire fonctionner des turbines à gaz, permettant ainsi le processus de liquéfaction. Cette décision est très souvent prise en raison des coûts d'opération. L'étude du CIRAIG confirme que le terminal d'Énergie Saguenay produirait 84 % de moins de GES qu'un terminal équivalant aux États-Unis, ce qui représente l'état de l'art actuel en matière d'empreinte carbone et d'efficacité. Ce chiffre de 84 % peut atteindre 90 à 92 % pour les terminaux historiques, tels que ceux du Qatar. La figure R-69-11 propose une vision de l'intensité carbone de terminaux concurrents, soit en opération ou en construction.

---

[20] https://www.reuters.com/article/us-singapore-lng-carbonoffset/singapores-pavilion-energy-seeks-industry-standard-for-green-lng-idUSKBN21K04F

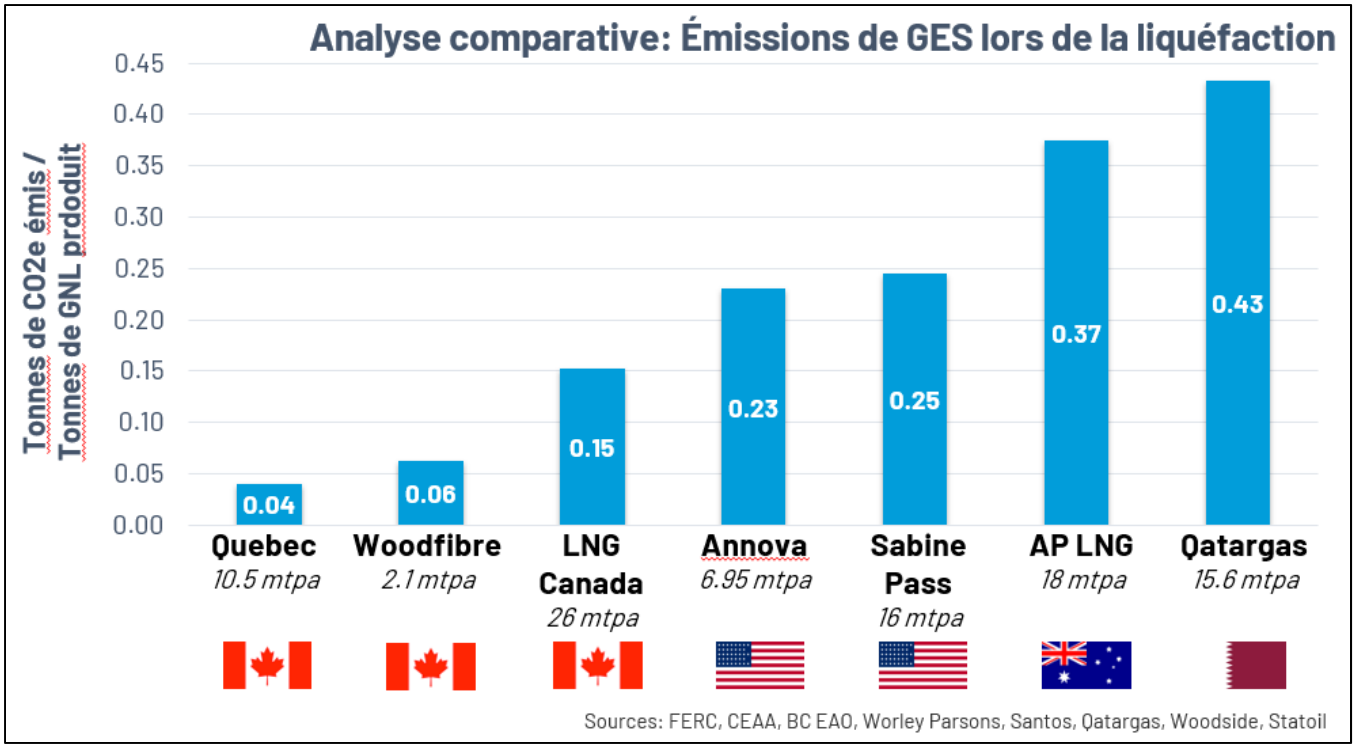


Figure R-69-11 Évaluation de l'intensité carbone (T CO2éq / T GNL) de différents projets

À cet effet, un terminal équivalent en taille émettrait :

- 2,3 Mt de CO_2 supplémentaire par an (ou 58 Mt supplémentaires sur une durée de vie de 25 ans) s'il se trouvait aux États-Unis;
- 4,3 Mt de CO_2 supplémentaire par an (ou 108 Mt supplémentaires sur une durée de vie de 25 ans) s'il se trouvait au Qatar;
- 3,6 Mt de CO_2 supplémentaire par an (ou 91 Mt supplémentaires sur une durée de vie de 25 ans) s'il se trouvait en Australie.

Il est à noter que ces chiffres ne prennent pas en compte les optimisations liées au climat froid, qui pourraient potentiellement rendre le terminal d'Énergie Saguenay encore plus efficace.

Production et traitement du gaz naturel

L'Agence internationale de l'énergie (AIE), dans son dernier rapport *Word Energy Outlook* 2019, établit que les localisations en dehors de l'Amérique du Nord sont beaucoup moins performantes et efficaces en termes d'intensité carbone en ce qui concerne le gaz associé[21] en notant, par exemple, qu'un pourcentage important du gaz naturel produit est soit torché ou relâché directement à l'atmosphère (« *venting* »), soit :

- environ 10 % aux États-Unis;
- environ 25 % au Moyen-Orient;
- environ 25 % en Eurasie;
- environ 45 % en Afrique.

21 Figure 4.6, World Energy Outlook 2019, Agence Internationale de l'Énergie

On parle de différence allant du simple au quadruple entre l'Amérique du Nord et le reste du monde. La quantité de gaz associé en 2018 représentait environ 20 % de la production mondiale de gaz, avec un total de 850 bcm, soit un peu plus de 75 % de la production de gaz naturel en Amérique du Nord. L'AIE estime que 140 bcm étaient torchés et un autre 60 bcm était relâché directement dans l'atmosphère, soit plus que la demande en GNL de la Chine et du Japon combinés, ou encore 40 % des émissions indirectes liées à la production du pétrole. L'Amérique du Nord, et particulièrement le Canada qui a mis des règles très strictes en la matière, fait partie des meilleures juridictions; ainsi, « délocaliser » le Projet pourrait avoir un impact dommageable sur les émissions mondiales de GES.

Dans la même veine, des études plus poussées ont été réalisées exclusivement sur le torchage (sans prendre en compte ce qui est relâché tel quel dans l'atmosphère) pour la production complète de gaz naturel (associé et non associé) dans différents pays, à travers le *Global Gas Flaring Reduction Partnership* de la Banque Mondiale[22].Le tableau R-69-5 présente les volumes de torchage par pays.

Tableau R-69-5 Volumes de gaz naturel torché entre 2014-2018 pour différents pays en bcm (Banque Mondiale, 2019)

		2014	2015	2016	2017	2018
1	Russia	18.3	19.6	22.4	19.9	21.3
2	Iraq	14.0	16.2	17.7	17.8	17.8
3	Iran	12.2	12.1	16.4	17.7	17.3
4	United States	11.3	11.9	8.9	9.5	14.1
5	Algeria	8.7	9.1	9.1	8.8	9.0
6	Venezuela	10.0	9.3	9.3	7.0	8.2
7	Nigeria	8.4	7.7	7.3	7.6	7.4
8	Libya	2.9	2.6	2.4	3.9	4.7
9	Mexico	4.9	5.0	4.8	3.8	3.9
10	Angola	3.5	4.2	4.5	3.8	2.8
11	Oman	2.6	2.4	2.8	2.6	2.5
12	Saudi Arabia	1.9	2.2	2.4	2.3	2.3
13	Egypt	2.8	2.8	2.8	2.3	2.3
14	Malaysia	3.4	3.7	3.2	2.8	2.2
15	Indonesia	3.1	2.9	2.8	2.3	2.1
16	Kazakhstan	3.9	3.7	2.7	2.4	2.0
17	China	2.1	2.1	2.0	1.6	1.8
18	Rep of the Congo	1.3	1.2	1.1	1.1	1.6
19	Turkmenistan	2.0	1.8	1.8	1.7	1.5
20	Gabon	1.5	1.6	1.6	1.5	1.4
21	India	1.9	2.2	2.1	1.5	1.3
22	Canada	2.1	1.8	1.3	1.3	1.3

Cette information en provenance de la Banque Mondiale permet, par exemple, d'affirmer que la Russie, l'Iran, les États-Unis, l'Algérie, le Nigéria, l'Angola, l'Égypte, l'Indonésie et le Canada « gaspillaient » respectivement 3 %, 7 %, 1,6 %, 9,4 %, 16,8 %, 15,5 %, 4,2 %, 2,8 % et 0,7 % de leur production de gaz naturel en 2018[23] rendant, par exemple, la Russie cinq fois plus émettrice en amont que le Canada, hors émissions fugitives (sur les gazoducs notamment).

22 https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7
23 Données de base tirées des inventaires de l'AIE 2018

À titre d'exemple, le Bassin permien aux États-Unis torchait, au 3e trimestre 2019, l'équivalent de la moitié du gaz naturel requis pour un projet comme Énergie Saguenay[24]. C'est ce type de performances environnementales des principaux compétiteurs d'Énergie Saguenay qui, couplé à l'utilisation de l'hydroélectricité, rend le Projet unique en son genre et une potentielle référence mondiale, permettant ainsi de limiter au maximum les émissions de GES sur sa chaîne de valeur amont.

Un autre élément important permettant de mesurer la performance environnementale en amont est lié aux émissions fugitives de méthane lors de la production et le traitement du gaz naturel. Cet élément est difficile à mesurer dans les pays ayant des normes environnementales moins élevées, car il n'est pas requis pour ces derniers de mesurer ces pertes. Une triangulation entre les données fournies par l'AIE[25] en termes d'émissions de méthane rapportées à la production de gaz naturel permet cependant d'affirmer que les émissions de méthane, en lien à l'industrie du gaz naturel de la Russie, de l'Algérie et des États-Unis, sont respectivement de 30 %, 90 % et 5 % plus élevées que celles du Canada. Dans l'analyse qualitative finale, on pourra utiliser ces données comme référence pour ces différentes régions, mais il est important de rappeler que ces chiffres peuvent varier d'une localisation à l'autre, d'une année à l'autre, etc.

ANALYSE DE CYCLE DE VIE ENTRE DIFFÉRENTES ALTERNATIVES

Au-delà des différentes études et données se focalisant sur des portions précises de la chaîne de valeurs en amont, certaines organisations ont étudié des alternatives d'approvisionnement en gaz naturel sur la base d'une analyse de cycle de vie. Le gain, incluant les émissions fugitives de méthane, n'est plus à démontrer entre un approvisionnement en gaz naturel et un approvisionnement en charbon (que ce soit pour de la génération de chaleur ou d'électricité, ou pour un usage industriel) comme l'indique l'analyse du cycle de vie réalisée par le CIRAIG ou encore l'analyse indépendante réalisée conjointement par l'*Environment Research and Technology Development Fund of the Environmental Restoration and Conservation Agency* du Japon, l'*Institute for Advanced Sustainability Studies* en Allemagne et le *Research Council* de Norvège, et publiée dans *Nature Climate Change* le 22 avril 2019[26].

Cependant, il existe encore des débats sur l'intensité carbone des différents approvisionnements en gaz naturel, notamment entre le GNL en provenance des États-Unis et le gaz naturel en provenance de Russie, sous forme de gazoduc. Rappelons que la chaîne amont (production à liquéfaction) aux États-Unis a une intensité carbone plus élevée que celle d'Énergie Saguenay, pour les raisons expliquées plus haut, à savoir :

- un terminal de liquéfaction exploité grâce à l'hydroélectricité (84 % de GES en moins lors la liquéfaction);
- des normes environnementales plus strictes et mieux encadrées au Canada pour la production et le traitement du gaz naturel :
  - 2 % de torchage en moins au Canada qu'aux États-Unis en moyenne;
  - 6 % de *venting* en moins au Canada qu'aux États-Unis;
  - 5 % de pertes fugitives en moins au Canada qu'aux États-Unis.

À cet effet, toute étude prouvant que le GNL en provenance des États-Unis émettrait moins de GES (incluant les analyses de sensibilité) que le gaz naturel/GNL en provenance de Russie confirmerait que le GNL en provenance du Canada aurait une intensité carbone encore plus performante. Ce travail de comparaison est particulièrement dû au manque de transparence des grands producteurs de gaz naturel, à l'exception de l'Amérique du Nord, de la Norvège et de l'Australie.

24 https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/permian-gas-flaring-reaches-yet-another-high/
25 https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/interactive-country-and-regional-estimates
26 https://www.sciencedaily.com/releases/2019/04/190422112759.htm

Basé sur les données de performance environnementale globale, notamment mise en exergue par une étude indépendante de Worley Parsons[27] en 2014, le Canada se trouve en première position des producteurs de gaz naturel en ce qui concerne les critères de transparence et de mise en application/contrôle des règles environnementales, et en deuxième position derrière le Queensland (Australie) en ce qui concerne le niveau de sévérité des normes environnementales.

Il est donc possible de conclure que d'un point de vue qualitatif, le Canada offre une des productions de gaz naturel la plus respectueuse de l'environnement en comparaison aux autres pays, et ce, sans prendre en compte les nouvelles règles que nous couvrirons dans la section suivante. Marginalement, certains pays comme la Norvège et son approvisionnement européen via gazoduc pourraient avoir une intensité carbone moindre que le GNL d'Énergie Saguenay, mais cela représente un faible volume dans la quantité de gaz naturel à être consommée dans les prochaines décennies au niveau mondial.

Cela étant dit, certains organismes de renom, comme le *National Energy Technology Laboratory (NETL)* des États-Unis dans une version révisée en 2019 de leur analyse initiale[28], conclut que sur la chaîne de valeur complète, le GNL en provenance des États-Unis serait moins émetteur de GES comme suit :

— 10,0 % moins émetteur que le gaz naturel russe quand la destination est l'Asie;
— 9,7 % moins émetteur que le gaz naturel russe quand la destination est l'Europe;
— 8,3 % moins émetteur que le gaz naturel algérien quand la destination est l'Europe.

Ces performances sont grandement dues à un contrôle des émissions en amont lors de la production du gaz naturel, ainsi que sur les gazoducs.

CONCLUSION SUR LES FUITES DE CARBONE

Comme indiqué plus haut dans le document, la notion de FdC doit réellement être prise en compte lors de l'évaluation des différentes options, et du résultat que cela pourrait avoir sur les émissions globales de GES dans les prochaines décennies. Il a été maintes fois justifié, par certaines des plus sérieuses organisations scientifiques, que même dans des scénarios d'émissions fugitives de méthane très élevées (bien au-delà de 5 %), la chaîne de valeur du GNL est moins émettrice de GES que la chaîne de valeur du charbon, dont les valeurs ci-bas sont tirées de l'ACV du CIRAIG réalisée dans le cadre du Projet :

— émissions fugitives de méthane au-delà de 15 % dans un scénario de remplacement de charbon par du gaz naturel pour de la génération d'électricité;
— émissions fugitives de méthane au-delà de 8 % dans un scénario de remplacement de charbon par du gaz naturel pour de la génération de chaleur;
— émissions fugitives de méthane au-delà de 4 % dans un scénario de remplacement de pétrole par du gaz naturel pour de la génération de chaleur;
— émissions fugitives de méthane au-delà de 3 % dans un scénario de remplacement de pétrole par du gaz naturel pour des fins de transport.

Une fois cela démontré, et la croissance de la demande en GNL en tant que sous-catégorie du gaz naturel étant une évidence même dans le *Sustainable Development Scenario* de l'AIE, il apparait qu'aucune alternative ne propose une performance environnementale en termes d'émissions de GES plus intéressante que le Projet, c'est-à-dire que pour tout projet qui verrait le jour à la place d'Énergie Saguenay, cela résulterait en plus d'émissions de GES.

[27] https://regulatorwatch.com/wp-content/uploads/2015/08/OIL-PRODUCING-REGIONS.pdf
[28] https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f66/2019%20NETL%20LCA-GHG%20Report.pdf

Le tableau R-69-6 témoigne des différences de performance environnementale entre certaines localisations, ce qui a servi de base à l'analyse qualitative des FdC.

Tableau R-69-6 Comparaison de différents pays quant à leur performance liée au torchage, purge et aux émissions fugitives

	Torchage (2018)			Methane Fugitive Tracker (***)		Methane Venting Tracker (***)	
	Volume (bcm) (*)	Production (bcm) (**)	% prod	Ém. Fugitives (kT CO2e)	Intensité (kT/bcm)	Venting (kT CO2e)	Intensité (kT/bcm)
Russie	21.3	725.5	2.9%	2158	2.97	3750	5.17
É.U	14.1	863	1.6%	2082	2.41	3633	4.21
Algérie	9	95.9	9.4%	417	4.35	716	7.47
Nigeria	7.4	44	16.8%	110	2.50	224	5.09
Angola	2.8	18	15.6%	30	1.67	51	2.83
Égypte	2.3	54	4.3%	121	2.24	210	3.89
Canada	1.3	172.7	0.8%	397	2.30	689	3.99

(*) Banque Mondiale 2019, (**) AIE 2018, (***) Methane emission tracker AIE 2019

Cela s'explique notamment par des facteurs d'émissions fugitives de méthane, de purge et de torchage bien plus élevés dans les autres juridictions (vs le Canada), ainsi qu'au recours à l'hydroélectricité comme source d'énergie pour le terminal de liquéfaction (vs le gaz naturel). Une évaluation à haut niveau, basée sur les données présentées plus haut, montre donc que la mise en place d'un projet de taille équivalente dans d'autres pays résulterait en des émissions annuelles de GES supplémentaires justifiées par :

— Aux États-Unis :
  · 84 % d'émissions supplémentaires lors de la liquéfaction;
  · 2 % de torchage en plus en amont sur la phase de production;
  · 6 % de *venting* en plus en amont sur la phase de production[29];
  · 5 % d'émissions fugitives en plus sur la chaîne de valeur amont[30].

— En Russie :
  · 84 % d'émissions supplémentaires lors de la liquéfaction[31];
  · 3 % de torchage en plus en amont sur la phase de production;
  · 30 % de *venting* en plus en amont sur la phase de production;
  · 30 % d'émissions fugitives en plus sur la chaîne de valeur amont.

— En Afrique :
  · 90 % d'émissions supplémentaires lors de la liquéfaction[32];
  · 10 % de torchage en plus en amont sur la phase de production[33];

[29] Toutes les données de *venting* sont évaluées à partir du *Methane Tracker* de l'AIE rapporté à la production annuelle, mais sont grandement dépendantes en la qualité de suivi et mesures faits par les différents pays.
[30] Toutes les données d'émissions fugitives sont évaluées à partir du *Methane Tracker* de l'AIE rapporté à la production annuelle, mais sont grandement dépendantes en la qualité de suivi et mesures faits par les différents pays.
[31] Les données des É.U ont été prises car les usines ont été construites à la même époque. À noter que des performances environnementales moindres en Russie pourraient bénéficier du climat froid pour être au même niveau qu'aux États-Unis.
[32] Les données du Qatar ont été prises car les usines ont été construites à la même époque.
[33] Moyenne prise entre les données fournies par la Banque Mondiale pour l'Algérie, l'Égypte et l'Angola.

- 21 % de purge en plus en amont sur la phase de production[34];
- 17 % d'émissions fugitives en plus sur la chaîne de valeur amont[35].

Cette analyse à haut niveau justifie donc que le Projet, par sa localisation au Canada et ses spécificités techniques/technologiques, ferait partie des projets de liquéfaction de gaz naturel émettant globalement le moins de GES sur la chaîne de valeur amont, en vertu des informations disponibles et de la véracité des données partagées par les différents pays et organismes de réglementations. À cet effet, la mise en place de cette capacité de production de GNL en lieu et place d'Énergie Saguenay résulterait en des fuites de carbone.

ÉVOLUTION ANTICIPÉE DES ÉMISSIONS DE GES EN AMONT SUR LA DURÉE DE VIE DU PROJET, EN FONCTION DES AMÉLIORATIONS RÉGLEMENTAIRES ET TECHNOLOGIQUES

En addition du travail réalisé à partir de l'analyse de cycle de vie du CIRAIG dont les chiffres sont résumés en introduction, en ce qui concerne les émissions dites directes (et donc potentiellement imputables à la mise en opération d'Énergie Saguenay), il est également demandé d'analyser l'évolution des émissions en amont sur la durée de vie du projet, eu égard aux améliorations technologiques et réglementaires qui pourraient avoir un impact positif ou négatif sur les émissions de GES.

Dans l'analyse suivante, nous allons étudier les zones précises où des améliorations significatives peuvent être appliquées dans le but de réduire les GES, et évaluer les améliorations possibles. Avant cela, car des améliorations peuvent avoir lieu sur chaque portion de la chaîne de valeur amont, il est important de pouvoir fournir plus de granularité pour chaque activité de la chaîne. Dans notre cas, d'après l'ACV du CIRAIG, les activités d'extraction et traitement étant les activités les plus émettrices de GES (plus de 80 % des émissions en amont), il a été conclu après une analyse granulaire de l'ACV qu'environ 35 % de ces émissions de GES (en CO_2éq) proviennent des opérations, 25% du traitement du gaz naturel (CO_2 extrait du gaz naturel) et environ 40 % sont des émissions fugitives liées aux opérations (figure R-69-12).

Cette évaluation par type d'activités est importante dans la mesure où de nouvelles réglementations sont en train d'être mises en œuvre au niveau fédéral et provincial (Alberta et Colombie-Britannique) pour réguler l'industrie et réduire au maximum ces émissions. Comme le note l'AIE dans son rapport *The Oil and Gas Industry in Energy Transitions*[36] émis en janvier 2020, l'industrie gazière peut être un acteur majeur dans la transition énergétique à condition qu'elle mette en place les procédures et technologies adéquates pour contrôler ses émissions, notamment en amont, car l'électrification intensive des activités humaines peut aussi avoir ces limites.

L'AIE précise, par exemple, que la mise en place de technologie de capture du carbone (CCUS), l'utilisation des énergies renouvelables en opération (par exemple du solaire dans l'extraction du pétrole et du gaz comme c'est déjà le cas dans certains endroits en Alberta), une stricte réglementation autour du torchage, des émissions fugitives et du *venting*. Elle estime que l'industrie pourrait aisément réduire ses émissions en amont de plus de 40 % juste en se focalisant sur les émissions fugitives de méthane, le torchage et le *venting*. Ces enjeux sont bien connus et considérés par les acteurs de l'industrie, et c'est d'ailleurs ce qui anime Énergie Saguenay notamment dans sa décision de recourir à l'hydroélectricité au lieu du gaz naturel pour faire fonctionner son terminal de liquéfaction.

---

[34] Toutes les données de venting sont évaluées à partir du Methane Tracker de l'AIE rapporté à la production annuelle, mais sont grandement dépendantes en la qualité de suivi et mesures faits par les différents pays. Moyenne des pays de référence : Algérie, Nigéria, Angola, Égypte

[35] Toutes les données d'émissions fugitives sont évaluées à partir du Methane Tracker de l'AIE rapporté à la production annuelle, mais sont grandement dépendantes en la qualité de suivi et mesures faits par les différents pays. Moyenne des pays de référence : Algérie, Nigéria, Angola, Égypte

[36] https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions

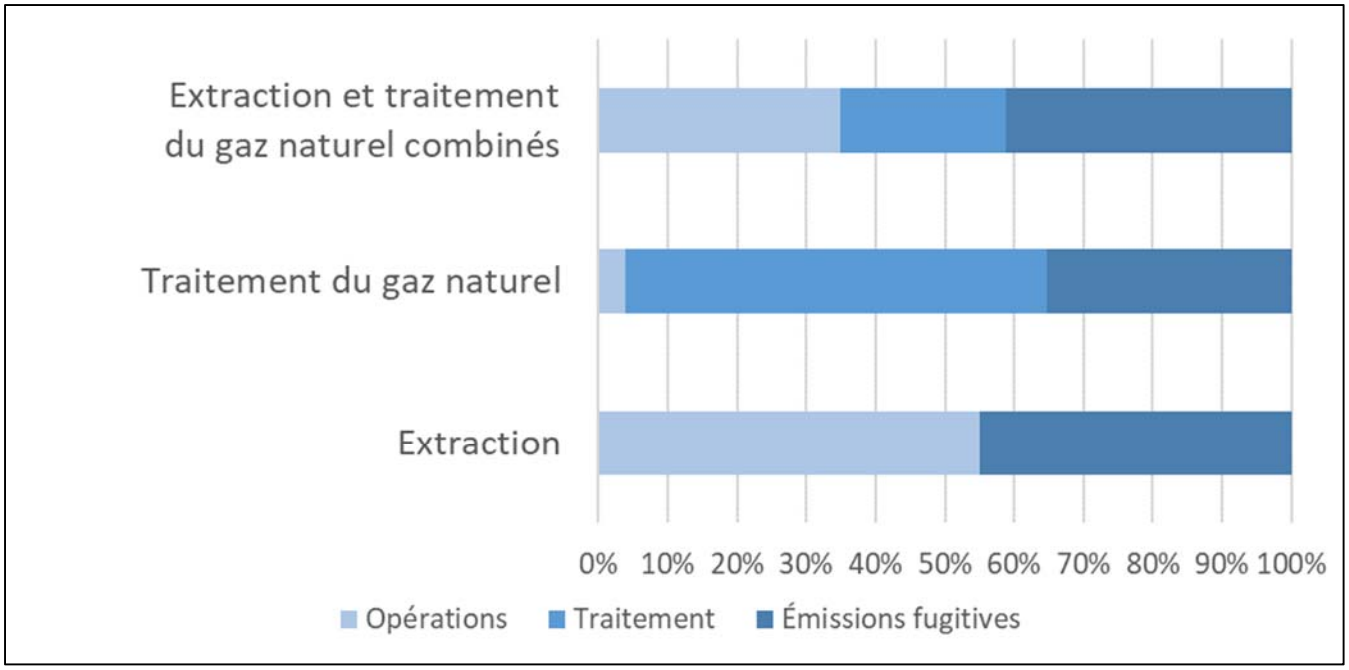


Figure R-69-12 Proportion des émissions de GES en amont par type (CIRAIG, 2019)

Les joueurs de l'industrie au Canada sont bien conscients de ces enjeux et, poussés par une réglementation plus stricte que dans beaucoup d'autres endroits dans le monde, ont déjà pris les devants quant à la réduction de l'intensité carbone de leurs opérations. Les exemples dans le tableau R-65-7 permettent de mettre en exergue ces efforts.

Tableau R-65-7 Exemple d'engagements mis en place par les producteurs de gaz naturel de l'Ouest canadien

Compagnies	Exemples d'engagements / efforts
Seven Generations[37]	• Ajout d'un coût aux émissions de GES dans leurs décisions d'investissement pour favoriser la mise en place de nouvelles technologies • Mise en place de mesures de mitigation et de suivi des GES pour résorber les potentielles émissions fugitives au plus vite • Mise en place d'un programme de réduction du torchage qui leur a permis de réduire leurs émissions de GES de 13% entre 2016 et 2018 • Remplacement des équipements sur site (air vs méthane) • Installation de récupération de chaleur sur site
Canadian Natural (CNRL)[38]	• +90M$ dépensés pour réduire les émissions de gaz dans les opérations de pétrole brut lourd, ce qui a permis d'économiser 16,8 millions de tonnes de CO_2éq • Mise en place du *Fugitive Emission Management and Control* dans plus de 200 de leurs localisations • Remplacement du diesel par le gaz naturel ou les énergies renouvelables dans leurs opérations amont • Mise en place de programmes de récupération de chaleur
Tourmaline[39]	• Mise en place de cibles claires (30 % moins d'émissions de CO_2, 75 % moins d'émissions de NO_x, 99 % moins d'émissions de SO_x) • Création d'un *Energy Efficiency Taskforce* pour s'assurer que les meilleures technologies sont utilisées par Tourmaline

37 https://www.7genergy.com/application/files/3615/8560/6632/2020_7G_ESG_Report.pdf
38 https://www.cnrl.com/corporate-responsibility/environment/climate-change/ghg-emissions.html
39 https://tourmaline-sustainability.cdn.prismic.io/tourmaline-sustainability/23443923-4eb7-495f-b855-fd3f737c51d4_2019+Tourmaline+Sustainability+Report+Final.pdf

Compagnies	Exemples d'engagements / efforts
	• Programme de remplacement des valves pour limiter les émissions fugitives
Ovintiv[40]	• Réduction de leurs émissions directes de 30 % en 2015 et 2017 • Mise en place de LDAR et *Optical Gas Imaging* pour détecter et suivre les fuites de méthane
Husky[41]	• Remplace actuellement l'équipement de ventilation sur les sites par des panneaux solaires et des piles à combustible, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de 95 %
Arc Resources[42]	• 2017-2018: réduction des émissions de GES de 17% et de la consommation d'eau douce de 25 %

Au-delà des engagements des compagnies canadiennes, un certain nombre de réglementations sont présentement mises en œuvre au Canada, et appliquées à un niveau provincial. La liste suivante présente certaines des plus importantes en ce qui concerne les émissions de GES :

— 2007 :
Réglementation autour des larges émetteurs de GES en Alberta.

— 2008 :
Mise en œuvre d'une taxe carbone en Colombie-Britannique. Il est à noter que seulement deux pays producteurs majeurs de gaz naturel ont une taxe carbone dans leur législation, à savoir le Canada et la Norvège, ce qui représente uniquement 14-15 % de la production annuelle mondiale.

— 2008 :
Mise en place de restrictions sur le *venting* de méthane en AB / C.-B.

— 2010 :
Implémentation d'une réglementation autour du torchage en AB / C.-B. :

· mise en place du *Clean Air Strategic Alliance*;

· retrait des limites d'accès au marché (absence de gazoduc) comme une raison autorisée au torchage (au contraire des États-Unis);

· le torchage a réduit de 45 % entre 2000 et 2019 d'après l'*Alberta Energy Regulator*.

— 2012 :
Site internet Frac Focus est implémenté pour la transparence des opérations de production de gaz naturel et de pétrole.

— 2015 :
Révision du cadre réglementaire concernant la fracturation hydraulique en C.-B.

— 2016 :
Engagement fédéral pour la réduction des émissions fugitives de méthane, à savoir une réduction de 40-45 % d'ici 2025 en comparaison à 2012 (à noter que AB et C.-B. ont volontairement pris 2014 comme année de référence[43,44]) :

· les réductions seront obtenues à travers une amélioration des équipements, des techniques de détection et de réparation des fuites, et un recours à la technologie;

[40] https://www.ovintiv.com/wp-content/uploads/2019/10/sustainability-report-2018.pdf
[41] https://huskyenergy.com/downloads/abouthusky/publications/sustainabledevelopment/ESG-Report-2019/
[42] https://www.arcresources.com/assets/pdf/ARC-2018-Sustainabilty-Report-FINAL-links-updated.pdf
[43] https://www.aer.ca/providing-information/by-topic/methane-reduction.html
[44] https://www.bcogc.ca/news-publications/trending-topics/methane-emissions/

- la tolérance sera nulle sur les émissions fugitives aux nouvelles mises en service de puits afin d'obtenir les permis nécessaires notamment en rapport à la fin de vie de ces puits;

— 2019 :
Engagement pour l'électrification des opérations de production de gaz naturel en C.-B. incluant un investissement de 289M C$[45] :

- une première étude de cas entre Ovintiv et le Gouvernement de C.-B (pour les sites de Saturn, Tower et Sunrise près de Dawson Creek, C.-B.) a montré une réduction des émissions de GES de l'ordre de 85 % pour les opérations.

— 2020 :
Mise en application de la nouvelle réglementation sur la réduction des émissions fugitives de méthane.

En sus des différentes réglementations mises en place, un grand nombre d'investissements ont eu lieu dans l'Ouest canadien – certains conjointement avec le gouvernement fédéral – pour accélérer la transition vers des opérations de production de gaz naturel plus sobre en carbone. On notera, par exemple, 50 M C$ pour le *Methane Emissions Reduction Network*, en Alberta.

L'ensemble de ces réglementations et leur mise en place résultent en une reconnaissance dans l'industrie que les opérations liées gaz naturel canadien font partie des plus sobres en carbone. À cet effet, le port de Tacoma dans l'état de Washington aux États-Unis a notamment autorisé des infrastructures de GNL à petite échelle pour le transport maritime, uniquement si le gaz naturel était en provenance du Canada[46].

En utilisant ces différentes réglementations, nous avons préparé deux scénarios afin d'évaluer l'impact que certaines réglementations et/ou innovations technologies pourraient avoir sur les émissions de GES en amont reliées au Projet, à savoir un scénario probable et un scénario possible. Ces deux scénarios sont détaillés dans le tableau R-69-8 en ce qui concerne les hypothèses prises, alors que les résultats sont présentés aux tableaux R69-8 et R69-9. À noter que le scénario probable est basé uniquement sur les réglementations/engagements en vigueur, quand le scénario possible est basé sur des hypothèses plus agressives en accord avec les recommandations faites par l'AIE dans leur rapport *World Energy Outlook 2019*.

Tableau R-69-8 Détail des hypothèses technologiques et réglementaires pour les scénarios probable et possible

Catégorie	Scenario Probable	Scenario Possible
Durée de vie	25 ans (2025-2050)	25 ans (2025-2050)
Données de référence pour 2025	CIRAIG, 2019	CIRAIG, 2019
Émissions fugitives	Les objectifs de réduction des émissions fugitives ne seront pas atteints en 2025, mais en 2030, et l'amélioration sera linéaire entre 2025 et 2030 pour atteindre une réduction de 45 %	Les objectifs de réduction des émissions fugitives ne seront pas atteints en 2025, mais en 2030, et l'amélioration sera linéaire entre 2025 et 2030. De plus, les objectifs de 45 % seront ensuite dépassés pour atteindre 90 % d'ici 2040 – ce supplément étant atteint de façon linéaire entre 2030 et 2040[47]
Émissions liées aux opérations	Les opérations amont seront électrifiées à 90% d'ici 2040 pour prendre en compte la durée de vie et le remplacement des équipements, en accord avec l'engagement pris entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. L'électrification se fera de façon linéaire entre 2025 et 2040.	Les opérations amont seront électrifiées à 90 % d'ici 2040 pour prendre en compte la durée de vie et le remplacement des équipements, en accord avec l'engagement pris entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. L'électrification se fera de façon linéaire entre 2025 et 2040.

[45] https://pm.gc.ca/en/news/backgrounders/2019/08/29/memorandum-understanding-between-government-canada-and-government
[46] https://www.seattletimes.com/seattle-news/lng-plant/
[47] L'AIE estime que 75% des émissions fugitives peuvent être réduites d'ici 2040, et nous avons poussé ce chiffre à 90% grâce à l'électrification des opérations amont qui devraient être un facteur supplémentaire de réduction des émissions fugitives

Catégorie	Scenario Probable	Scenario Possible
Émissions liées au traitement du gaz naturel en amont	Aucune amélioration considérée dans ce scénario.	Les émissions de GES en relation au traitement du gaz naturel (extraction du CO_2 du gaz naturel à travers des *Acid Gaz Removal Units*) seront captées et valorisées à 80 % d'ici 2050, et ce de façon linéaire entre 2025 et 2050, afin de répondre aux objectifs des Accords de Paris et des principes de carboneutralité.[48]

Nous ne considérons aucune amélioration sur les émissions liées au transport du gaz naturel par gazoduc entre l'Alberta et l'Ontario ni entre l'Ontario et Saguenay, même si nous estimons cette hypothèse conservatrice au vu du développement rapide de l'électrification des compresseurs et de la captation de CO_2.

L'étude sera faite sur une période de 25 ans (2025-2050), et le facteur de production supplémentaire lié à l'étude de Wood Mackenzie sera appliqué dans un second temps afin de donner deux scénarios en lien à : 1) un cas conservateur; et 2 un cas réaliste. De plus, les émissions considérées ne seront que les émissions de scope 1 et 2 d'après l'ACV comme réalisé dans le tableau R-69-1, en introduction.

Avec la prise en compte de ces différentes améliorations et réglementations, les tableaux R-69-9 et R-69-10 fournissent une vue des émissions de GES totales et incrémentales liées au Projet au Canada :

— Scénario probable :

  · en 2025, il est estimé que le projet serait responsable pour 5 296 kT de CO_2éq, mais uniquement 544 kT supplémentaires en comparaison à un scénario où le projet n'irait pas de l'avant;

  · en 2050, il est estimé que le projet serait responsable pour 3 064 kT de CO_2éq, mais uniquement 430 kT supplémentaires en comparaison à un scénario où le projet n'irait pas de l'avant;

— Scénario possible :

  · en 2025, il est estimé que le projet serait responsable pour 5 296 kT de CO_2éq, mais uniquement 544 kT supplémentaires en comparaison à un scénario où le projet n'irait pas de l'avant;

  · en 2050, il est estimé que le projet serait responsable pour 1 373 kT de CO_2éq, mais uniquement 343 kT supplémentaires en comparaison à un scénario où le projet n'irait pas de l'avant.

En comparaison aux objectifs de réduction des GES liés aux Accords de Paris, afin de respecter un contrôle de l'augmentation mondiale de température en deçà de 2 degrés Celsius, il s'avère que le Projet serait responsable de :

— 2030 – Réduction des GES au Canada de 30 % sous le niveau de 2005, soit un total de 511 000 kT :

  · le Projet responsable de 0,7 % des émissions du Canada, mais uniquement 0,09 % si on prend en compte les émissions supplémentaires en comparaison à un scénario où le projet n'irait pas de l'avant, et ce, dans un scénario probable;

  · le Projet responsable de 0,6 % des émissions du Canada, mais uniquement 0,09% si on prend en compte les émissions supplémentaires en comparaison à un scénario où le projet n'irait pas de l'avant, et ce, dans un scénario possible;

— 2050 – pas d'objectif chiffré outre un objectif de carboneutralité (aucune émission nette).

[48] L'AIE estime que 75-80% du CO2 pourrait être capturé avec la mise en place de taxes carbones de l'ordre de USD 100 / tonne, et ceci ne prend pas en compte le potentiel de CCUS avec la bioénergie (BECCS) qui permettrait de créer des émissions « négatives ».

Tableau R-69-9 Évolution des émissions de GES en amont, évaluée par GNLQ en fonction des améliorations technologiques et des nouvelles réglementations dans un scénario probable

kT CO_2e / an		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
TOTAL amont		**5,296**	**4,867**	**4,492**	**4,165**	**3,880**	**3,632**	**3,529**	**3,440**	**3,365**	**3,300**	**3,244**	**3,196**	**3,155**	**3,120**	**3,090**	**3,064**	**3,064**	**3,064**	**3,064**	**3,064**	**3,064**	**3,064**	**3,064**	**3,064**	**3,064**	**3,064**
Production gaz naturel	Opérations	1,559	1,337	1,147	984	844	724	621	532	457	392	336	288	247	212	182	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
	Traitement	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077
	Émissions fugitives	1,842	1,635	1,451	1,287	1,142	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013
Transmission	Opérations	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818
TOTAL amont (incl. facteur WM)		**544**	**522**	**503**	**486**	**472**	**459**	**454**	**449**	**445**	**442**	**439**	**437**	**434**	**433**	**431**	**430**	**430**	**430**	**430**	**430**	**430**	**430**	**430**	**430**	**430**	**430**
Production gaz naturel	Opérations	80	69	59	50	43	37	32	27	23	20	17	15	13	11	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	Traitement	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
	Émissions fugitives	94	84	74	66	59	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Transmission	Opérations	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315

Tableau R-69-10 Évolution des émissions de GES en amont, évaluée par GNLQ en fonction des améliorations technologiques et des nouvelles réglementations dans un scénario possible

kT CO_2e / an		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
TOTAL amont		**5,296**	**4,800**	**4,362**	**3,976**	**3,636**	**3,335**	**3,025**	**2,757**	**2,525**	**2,325**	**2,151**	**2,001**	**1,869**	**1,755**	**1,655**	**1,568**	**1,542**	**1,518**	**1,496**	**1,475**	**1,455**	**1,437**	**1,419**	**1,403**	**1,388**	**1,373**
Production gaz naturel	Opérations	1,559	1,337	1,147	984	844	724	621	532	457	392	336	288	247	212	182	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
	Traitement	1,077	1,010	947	888	832	780	732	686	643	603	566	530	497	466	437	410	384	360	338	317	297	279	261	245	230	215
	Émissions fugitives	1,842	1,635	1,451	1,287	1,142	1,013	855	721	608	512	432	364	307	259	219	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Transmission	Opérations	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818
TOTAL amont (incl. facteur WM)		**544**	**519**	**496**	**477**	**459**	**444**	**428**	**414**	**402**	**392**	**383**	**375**	**369**	**363**	**358**	**353**	**352**	**351**	**349**	**348**	**347**	**346**	**345**	**345**	**344**	**343**
Production gaz naturel	Opérations	80	69	59	50	43	37	32	27	23	20	17	15	13	11	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	Traitement	55	52	49	46	43	40	38	35	33	31	29	27	26	24	22	21	20	18	17	16	15	14	13	13	12	11
	Émissions fugitives	94	84	74	66	59	52	44	37	31	26	22	19	16	13	11	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Transmission	Opérations	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315

CONCLUSION

Les sections précédentes, en réponse aux questions ACEE-69 B) et C) permettent de conclure les points suivants :

- Les réserves de gaz naturel en Amérique du Nord sont amplement suffisantes pour couvrir les besoins du Projet pendant sa durée de vie, et l'intégration des marchés nord-américains fait en sorte que, si le Projet allait de l'avant, la demande nécessaire à l'approvisionnement ne résulterait qu'en une augmentation supplémentaire de la production canadienne de l'ordre de 0,08 Gpi^3 / jour (ou 5,13 % des besoins du projet) en comparaison à un scénario où le projet n'irait pas de l'avant. Toutes les hypothèses de marché (et la dynamique de ces derniers) proviennent d'une étude quantitative réalisée par la firme experte Wood Mackenzie.
- La demande en gaz naturel, et plus particulièrement en GNL, va augmenter de façon conséquente dans les prochaines décennies, de l'ordre de 1,5 % / an en moyenne pour le gaz naturel et 2,6 % / an en moyenne pour le GNL. Cette augmentation de la demande sera due à :
    - remplacement des énergies fossiles les plus polluantes comme le charbon et le pétrole, entraînant la réduction des émissions des gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques dans l'optique de la lutte contre les changements climatiques et la qualité de l'air;
    - croissance économique des pays émergents, nécessitant de plus en plus d'énergie pour le développement industriel, mais aussi pour les besoins domestiques commerciaux et résidentiels (électricité, chaleur) – incluant la fourniture d'électricité aux quelques 2,5 milliards d'humains ayant peu ou pas accès à l'électricité;
    - réduction de l'utilisation de l'énergie nucléaire dans certains pays;
    - diversification et recherche de stabilité d'approvisionnement en énergie pour certains pays, notamment en rapport avec les instabilités politiques dans certaines zones géographiques comme le Moyen-Orient ou la Russie, et la réduction de production domestique due à la fin de vie des réserves domestiques;
    - recherche sur le long terme d'une source d'énergie plus propre et complémentaire avec les énergies renouvelables notamment pour palier l'intermittence de certaines d'entre elles, en rapport aux besoins de production de chaleur et d'électricité de base à long terme.
- Le gaz naturel a un impact direct sur la réduction des GES au niveau mondial qu'il soit utilisé pour de la génération d'électricité ou de chaleur, dans les transports ou dans des procédés industriels – dans la mesure où : 1) il remplace des énergies plus polluantes telles que le charbon et le pétrole; et 2) les émissions fugitives de méthane sont maitrisées notamment sur la chaîne amont (ce qui est le cas au Canada).
- En raison de la croissance de la demande en GNL, et de la réduction de la production de gaz naturel dans certaines régions (notamment en Europe, en Afrique du Nord et en Asie du Sud-Est), la nécessité de développer de nouveaux terminaux de liquéfaction de gaz naturel est présente.
- Si le projet devait être développé dans une autre juridiction que le Canada, cela résulterait en des fuites de carbone significatives (en fonction des juridictions) dans la mesure où les normes environnementales canadiennes (et leur application / contrôle) font partie des plus strictes au monde, et où le projet utilisera l'hydroélectricité pour le procédé de liquéfaction du gaz naturel. Cela serait donc dommageable dans l'optique des objectifs de réduction des GES édictés par les Accords de Paris.
- Les avancées technologiques en lien à la production de gaz naturel et la mise en place de nouvelles réglementations au Canada, notamment sur les émissions fugitives de méthane et l'électrification des opérations, devraient entraîner une réduction des émissions de GES dues au projet tout au long de sa durée de vie. Une analyse qualitative basée sur un certain nombre d'hypothèses montre que ces émissions annuelles pourraient être divisées par 4 entre 2025 et 2050.

Dans une optique d'amélioration de la technologie et des normes environnementales, tout indique que le Projet ne devrait pas être responsable de plus de 0,4 % des émissions canadiennes en 2030 (si on prend en compte toute la chaîne de valeur amont), voire de 0,09 % si on ne prend uniquement en compte que les émissions supplémentaires au Canada d'après l'étude de Wood Mackenzie.

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 5

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com

TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Parts I and IV of the NEB Act Application for
North Bay Junction Long Term Fixed Price Service (NBJ LTFP)
File OF-Tolls-Group1-T211-2018-03 01
Filed 22 January 2019

Information Request No. 1

Table of Contents

Information Request No. 1 2
Tolling Matters 2
1.1 Need for NBJ LTFP Service 2
1.2 Throughput and Capacity 3
1.3 Facility Costs 4
1.4 Net Benefits of NBJ LTFP to the Mainline 5
1.5 Dawn LTFP Flow-Split 5
1.6 Secondary Receipt Points 6
1.7 Market Impacts 7

TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Parts I and IV of the NEB Act Application for
North Bay Junction Long Term Fixed Price Service (NBJ LTFP)
File OF-Tolls-Group1-T211-2018-03 01
Filed 22 January 2019

Information Request No. 1

Tolling Matters

1.1 Need for NBJ LTFP Service

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 19, Page 4 of 24 (PDF page 8 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Application, Paragraph 25, Page 5 of 24 (PDF page 9 of 28), A97476-2
iii) TransCanada, Application, Paragraph 79, Page 19 of 24 (PDF page 23 of 28), A97476-2
iv) TransCanada, Application, Paragraph 80, Page 19 of 24 (PDF page 23 of 28), A97476-2

Preamble:

In reference i), TransCanada submits that the expectation is that the holders of the majority of the Eastern Triangle long-haul contracts would convert to short-haul contracts after 2020.

In reference ii), TransCanada states that as discussions with prospective shippers progressed, it became apparent that the service would also attract new long-haul contracts to the Mainline that would otherwise bypass the Mainline entirely or only access it for short-haul services.

In reference iii), TransCanada states that substantially more new facilities would be required to accommodate an additional 670 TJ/d of Parkway receipt contracts than North Bay Junction (NBJ) receipt contracts. Approximately $2.2 billion of additional facilities may be required in the Eastern Triangle, which would increase the revenue requirement by approximately $230 to $250 million per year from 2022 to 2042 as a result.

In reference iv), TransCanada states that alternatively, absent NBJ LTFP, some market requirements may have been served by pipeline systems other than the Mainline.

Request:

a) Provide additional justification for why TransCanada expects the majority of Eastern Triangle long-haul contracts to be converted to short-haul contracts after 2020. Include an illustrative comparison of

the total costs of the long-haul and short-haul options (including but not limited to commodity prices and total transportation costs) and a description of other factors that may be considered.

b) Provide additional justification for why TransCanada is of the view that new service NBJ LTFP contracts would otherwise bypass the Mainline entirely or only access it for short-haul services. Include an illustrative comparison of the total costs of the long-haul, short-haul and bypass options (including but not limited to commodity prices and total transportation costs) and a description of other factors that may be considered.

c) Provide an assessment of the impact that the additional costs to accommodate 670 TJ/d of Parkway receipt contracts may have on shippers' decisions to contract for long-haul Firm Transportation (FT) or short-haul FT.

d) Provide the other pipeline systems that could serve market requirements met through NBJ LTFP.

1.2 Throughput and Capacity

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 91, Page 21 of 24 (PDF page 25 of 28), A97476-2

ii) TransCanada, Application, Paragraph 10, Page 2 of 24 (PDF page 6 of 28), A97476-2

iii) Gazoduq Inc., Pre-Application Project Description for the Gazoduq Project, Sections 2.1 and 2.3, Pages 2 and 5 of 25 (PDF pages 10 and 13 of 62), A95939-4

Preamble:

In reference i), TransCanada submits that NBJ LTFP will be provided using existing capacity on the Western Mainline.

In reference ii), TransCanada states that it held an Existing Capacity Open Season and a New Capacity Open Season for associated FT capacity.

In reference iii), Gazoduq Inc. states that it proposes to develop a new natural gas transmission line linking the existing TransCanada Mainline to a future natural gas liquefaction, storage and export facility. The design capacity of this pipeline is stated to be 1.8 billion cubic feet of natural gas per day.

Request:

a) Provide 10-year forecasts of throughput and system capacity in graph form, assuming NBJ LTFP is approved, for the:

a.1) Prairies segment;

a.2) Northern Ontario Line segment; and the

a.3) Eastern Triangle segment.

b) Provide a definition of capacity, as used in the response to a). Include an overview for how TransCanada evaluates system capacity.
c) Provide an overview of the assumptions used in the throughput and system capacity forecasts provided in response to a).
d) Discuss how the Gazoduq Project, and its potential impact on throughputs and capacity, was considered in the offering of NBJ LTFP.

1.3 Facility Costs

Reference: TransCanada, Application, Paragraph 79, Page 19 of 24 (PDF page 23 of 28), A97476-2

Preamble: In the reference, TransCanada states that the resulting revenues and operational costs related to short-haul FT contracts from Parkway would be similar to those resulting from short-haul FT contracts from NBJ. However, substantially more new facilities would be required to accommodate an additional 670 TJ/d of Parkway receipt contracts than NBJ receipt contracts. TransCanada submits that approximately $2.2 billion of additional facilities may be required in the Eastern Triangle to accommodate 670 TJ/d of Parkway receipts; for a potential total cost of service savings of approximately $5.1 billion over the contract period for the NBJ receipt scenario.

Request:

a) Provide the estimated cost of additional facilities and the estimated cost of service impacts over the contract period for the additional facilities required as a result of offering the associated FT contracts for NBJ LTFP service. Include a list of significant additional facilities and locations.
b) Explain the methodology used to determine the cost of additional facilities that may be required and the methodology used to determine the potential total cost of service savings.
c) Clarify whether the total cost of service savings of approximately $5.1 billion are the total costs for the Parkway receipt facilities that would be required, or relative savings compared to the costs described in response to a).
d) Provide an explanation for why substantially more new facilities would be required to accommodate an additional 670 TJ/d of Parkway receipt contracts than NBJ receipt contracts.

1.4 Net Benefits of NBJ LTFP to the Mainline

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 75, Page 18 of 24 (PDF page 22 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Application, Paragraph 74, Page 18 of 24 (PDF page 22 of 28), A97476-2
iii) TransCanada, Dawn LTFP Application, Paragraph 81, Page 22 of 29 (PDF page 26 of 33), A82887-2

Preamble:

In reference i), TransCanada submits that due to incremental flows associated with NBJ LTFP, some operational costs are expected to be incurred, including increases in carbon levies, additional compressor overhaul costs and fuel tax. In total, incremental operational costs are estimated at $502 million during the terms of the NBJ LTFP contracts.

In reference ii), TransCanada submits that conversion of existing long-haul FT contracts to NBJ LTFP contracts will reduce FT revenues by $163 million between 2019 and 2021.

In reference iii), TransCanada submitted that some of the Dawn Long Term Fixed Price (Dawn LTFP) contracts may displace FT contracts from Empress to Emerson on a short-term basis.

Request:

a) Provide the methodologies used to determine the carbon levy, compressor overhaul and fuel tax costs.
b) Provide an explanation for why TransCanada does not expect NBJ LTFP contracts to displace any other FT contracts, beyond the converted FT contracts. Include a comparison to the FT contract displacement that was anticipated as part of Dawn LTFP.

1.5 Dawn LTFP Flow-Split

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 6, Page 1 of 24 (PDF page 5 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Dawn LTFP Application, Paragraph 73, Page 20 of 29 (PDF page 24 of 33), A82887-2
iii) TransCanada, Dawn LTFP Application, Paragraph 72, Page 20 of 29 (PDF page 24 of 33), A82887-2
iv) TransCanada, Dawn LTFP, Response to NEB IR 1.4, Page 2 of 4 (PDF page 19 of 40), A5Q1Z1

Preamble: In reference i), TransCanada states that in addition to an NBJ LTFP contract, NBJ LTFP shippers will also hold a corresponding long-term FT contract from the NBJ receipt point to diverse Mainline markets.

In reference ii), TransCanada submitted that it determined that contracting for 750 TJ/d on the Southern Route along with 750 TJ/d on the Northern Route was the optimal combination to meet the Dawn LTFP service obligations.

In reference iii), TransCanada submitted that the Barrie Line (from NBJ to Parkway) was the limiting section for the Northern Route in light of existing contractual obligations through to Parkway. Given the Barrie Line summer capacity limitations, the Northern Route was limited to approximately 750 TJ/d.

In reference iv), TransCanada submitted that it evaluated the constraint on the Barrie Line and identified that the capability limitation was the result of Mainline compressor station 119, which could not be restored prior to the commencement of Dawn LTFP service.

Request:

a) Confirm that the Barrie Line constraint has been removed.
b) Explain whether NBJ LTFP and the associated FT contracts will result in additional Dawn LTFP-related Transportation by Others costs. Indicate whether the Dawn LTFP flow-split indicated in reference ii) will change as a result of NBJ LTFP service and associated FT contracts.
c) Explain how TransCanada considered the Dawn LTFP flow-split, and minimizing Mainline costs, in offering the NBJ LTFP service and associated FT contracts.

1.6 Secondary Receipt Points

Reference: TransCanada, Application, Paragraph 54, Page 11 of 24 (PDF page 15 of 28), A97476-2

Preamble: In the reference, TransCanada states that the service provides access to Secondary Receipt Points at Bayhurst 1 and Suffield 2 at the same priority level as alternate receipt points, with scheduling subject to available capacity. TransCanada states that these two receipt locations are in close proximity to Empress and the flexibility to receive gas on a secondary basis at these two points was requested by prospective NBJ LTFP shippers.

Request: Provide an explanation for how the Secondary Receipt Points at Bayhurst 1 and Suffield 2 provide flexibility to receive gas on a secondary basis. Include an overview of the gas supply and infrastructure connecting to those points.

1.7 Market Impacts

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 53, Page 11 of 24 (PDF page 15 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Application, Paragraph 74, Page 18 of 24 (PDF page 22 of 28), A97476-2
iii) TransCanada, Application, Table 2-4, Page 12 of 24 (PDF page 16 of 28), A97476-2
iv) National Energy Board, RH-003-2017 Reasons for Decision, Section 3, Page 25 of 32 (PDF page 26 of 32), A88125-1

Preamble: In reference i), TransCanada states that NBJ LTFP does not provide diversion or alternate receipt point rights, as these features would make it possible for shippers to serve other markets along the Mainline that would otherwise be served using FT service, which would negatively impact Mainline revenues.

In reference ii), TransCanada states that a portion of the NBJ LTFP contracts are being converted from existing long-haul FT contracts.

In reference iii), TransCanada lists the attributes of FT service, which include alternate diversion and receipt point rights.

In reference iv), the Board stated that it considered the impacts of Dawn LTFP service on the Emerson market.

Request: Provide a discussion of potential market impacts, including on the Emerson market, that TransCanada expects could arise as a result of offering NBJ LTFP service without diversion or alternate receipt point rights. If TransCanada does not expect any significant market impacts, provide an explanation.

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 6

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com

IR Number: NEB 1.1

Category: Tolling Matters

Topic: Need for NBJ LTFP Service

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 19, Page 4 of 24 (PDF page 8 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Application, Paragraph 25, Page 5 of 24 (PDF page 9 of 28), A97476-2
iii) TransCanada, Application, Paragraph 79, Page 19 of 24 (PDF page 23 of 28), A97476-2
iv) TransCanada, Application, Paragraph 80, Page 19 of 24 (PDF page 23 of 28), A97476-2

Preamble:

In reference i), TransCanada submits that the expectation is that the holders of the majority of the Eastern Triangle long-haul contracts would convert to short-haul contracts after 2020.

In reference ii), TransCanada states that as discussions with prospective shippers progressed, it became apparent that the service would also attract new long-haul contracts to the Mainline that would otherwise bypass the Mainline entirely or only access it for short-haul services.

In reference iii), TransCanada states that substantially more new facilities would be required to accommodate an additional 670 TJ/d of Parkway receipt contracts than North Bay Junction (NBJ) receipt contracts. Approximately $2.2 billion of additional facilities may be required in the Eastern Triangle, which would increase the revenue requirement by approximately $230 to $250 million per year from 2022 to 2042 as a result.

In reference iv), TransCanada states that alternatively, absent NBJ LTFP, some market requirements may have been served by pipeline systems other than the Mainline.

Request:

a) Provide additional justification for why TransCanada expects the majority of Eastern Triangle long-haul contracts to be converted to short-haul contracts after 2020. Include an illustrative comparison of the total costs of the long-haul and short-haul options (including but not limited to commodity prices and total transportation costs) and a description of other factors that may be considered.

b) Provide additional justification for why TransCanada is of the view that new service NBJ LTFP contracts would otherwise bypass the

Mainline entirely or only access it for short-haul services. Include an illustrative comparison of the total costs of the long-haul, short-haul and bypass options (including but not limited to commodity prices and total transportation costs) and a description of other factors that may be considered.

c) Provide an assessment of the impact that the additional costs to accommodate 670 TJ/d of Parkway receipt contracts may have on shippers' decisions to contract for long-haul Firm Transportation (FT) or short-haul FT.

d) Provide the other pipeline systems that could serve market requirements met through NBJ LTFP.

Response:

a) The majority of long-haul FT contracts being converted to NBJ LTFP are held by parties to the Mainline Settlement Agreement (Settlement).[1] As addressed in the RH-001-2014 proceeding, these parties sought an orderly transition from long-haul to short-haul contracting to access supply locations closer to their markets, such as Parkway and Dawn. Their commitments to hold long-haul Firm Transportation (FT) service on the Mainline under the Settlement end on December 31, 2020. Through discussions with these parties, TransCanada was informed that these parties would seek to convert their long-haul contracts to short-haul contracts absent a new service offering such as NBJ LTFP.

A comparative analysis of the contracting options was provided by Énergir, L.P. (Énergir) to the Régie de l'énergie (Régie). In December 2012, Énergir, then Gaz Métro Limited Partnership, received approval from the Régie to transition its supply structure from Empress to Dawn in decision D-2012-175. As a result of NBJ LTFP, Énergir recently sought and received approval from the Régie in decision D-2018-182 to maintain long-haul transportation on the Mainline using NBJ LTFP rather than convert to short-haul FT, as previously contemplated. In support of its application, Énergir presented an analysis of the landed cost of gas under the NBJ LTFP, as compared to long-haul FT and short-haul FT alternatives. That analysis was contained in Exhibit B-0264 in the Régie R-4018-2017 proceeding. A copy of this exhibit, which includes summary tables of the various scenarios and assumptions at Annexe 1, is provided as Attachment NEB 1.1a).

b) Based on the comparative analysis provided in response to part a), TransCanada expects that new service NBJ LTFP shippers would have contracted only for short-

[1] As described at paragraph 23 of the Application.

haul service from Parkway or Dawn to the extent they chose to contract on the Mainline.

Alternatively, these new service NBJ LTFP shippers would have bypassed the Mainline and contracted for service on competing pipeline infrastructure in the northeastern U.S. and Atlantic Canada regions, which would connect these markets to closer proximity supply in the Marcellus / Utica production region, to the extent capacity is available.

Existing pipeline and LNG infrastructure that could potentially serve the market requirements met through NBJ LTFP include: Algonquin Gas Transmission LLC, Maritimes & Northeast Pipeline, Canaport LNG, Tennessee Gas Pipeline Co., Texas Eastern Transmission Corp. and Transcontinental Gas Pipeline.

Beyond the existing pipeline infrastructure outlined above, a number of new pipeline expansion projects are proposed or otherwise approved for the region, as outlined in Table NEB 1.1-1, that could potentially serve the new service NBJ LTFP shippers:

Table NEB 1.1-1: New Pipeline Expansion Projects

Project	Capacity	Estimated In-Service
Atlantic Bridge	40,000 Dth/day 93,000 Dth/day	Nov. 2017, Phase 1 Q2 2020 Full in-service
Access Northeast	925 MMcf/day	2020+
Northeast Supply Enhancement	400 MMcf/day	2020
Constitution Pipeline	650 MMcf/day	2020
Northeast Gateway (approved)	65,000 Dth/day	2020
Rivervale South to Market (approved)	190,000 Dth/day	2019

c) The impact to accommodate an additional 670 TJ/d of Parkway receipt contracts rather than the same volume in North Bay Junction (NBJ) receipt contracts would be additional facilities in the Eastern Triangle, with an associated increase to the cost of service as further described in the response to NEB 1.3. The additional facilities would increase the cost of service in the Eastern Triangle by $230 to $250 million per year or approximately 25%, which is illustrative of the resulting Eastern Triangle toll impact, all else equal. Such an anticipated toll increase may have influenced new service shippers to opt for one or more of the alternatives described in response to part b), absent NBJ LTFP.

d) See the response to part a) for alternatives to NBJ LTFP available to customers in Ontario and Québec. See the response to part b) for alternatives to NBJ LTFP available to customers in the northeastern U.S. and Atlantic Canada.

ÉCHÉANCE DE L'OBLIGATION DE CONSERVER DES CAPACITES DE TRANSPORT LH ET ANALYSE DES ALTERNATIVES POSSIBLES

SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-049

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 3

1 MISE EN CONTEXTE 3

2 ÉVALUATION DE LA DEMANDE ET DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT – ANNÉE 2018-2019 À 2029-2030 6

3 LES TROIS ALTERNATIVES POSSIBLES POUR LE 85 000 GJ/J 9

4 BÉNÉFICES DU SERVICE PFLD-NBJ 12

CONCLUSION 14

INTRODUCTION

Le 3 mai 2018, en suivi de la décision D-2018-049, Énergir, s.e.c. (« Énergir ») informait la Régie de l'énergie (« Régie ») qu'elle en était à étudier différentes alternatives en lien avec la fin de son obligation de conserver des capacités de transport longues distances (« LH ») à compter du 1er janvier 2021[1]. Suivant cette correspondance, le 18 mai 2018, Énergir déposait un complément de preuve expliquant le contexte dans lequel la procédure de *term-up* avait été exercée[2]. Par la présente, Énergir souhaite donc présenter à la Régie les diverses alternatives à sa disposition pour ces capacités de transport, ainsi que les résultats des analyses effectuées sur chacune d'entre elles. Finalement, Énergir conclura, démonstration à l'appui, quelle option elle estime optimale pour sa clientèle et formule une demande d'approbation à la Régie pour exécuter cette option.

1 MISE EN CONTEXTE

Au cours des dix dernières années, le marché gazier canadien a subi de profonds changements qui sont venus complètement transformer la dynamique dans laquelle les distributeurs de l'Est du Canada, dont Énergir, évoluaient. L'émergence de nouveaux bassins prolifiques de production de gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis a à la fois créé de nouvelles opportunités pour les expéditeurs situés à proximité, mais également causé des enjeux importants sur le réseau principal de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »). En effet, l'abondance de la ressource à Dawn, à proximité des franchises desservies, est venue créer une alternative économique significative à la production de gaz naturel plus traditionnelle en provenance d'Empress dans l'Ouest qui, à l'époque, était en déclin. Par conséquent, cette régionalisation des approvisionnements gaziers marquée par le remplacement des capacités de transport LH par des capacités courtes distances (« SH »), jumelée à une baisse significative des volumes, ont fait en sorte que les tarifs du réseau principal ont augmenté de manière significative, motivant certains expéditeurs dont Énergir, à privilégier un approvisionnement gazier plus près de leur franchise afin d'économiser des coûts de transport. D'ailleurs, l'audience du dossier tarifaire 2012-2013 de TCPL (demande visant la proposition de restructuration d'entreprise et de

[1] B-0137.
[2] B-0148, GM-H, Document 7.

services ainsi que des droits définitifs exigibles sur le réseau principal en 2012 et 2013) devant l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») en fut une des plus déterminantes pour TCPL et son réseau principal. Par ailleurs, la décision RH-003-2011 découlant de cette audience a eu un impact majeur sur les règles entourant l'obtention de capacités de transport et sur la gestion du réseau principal par TCPL.

Dans un premier temps, l'ONÉ a fixé des tarifs de transport pluriannuels à un niveau qui, selon TCPL, ne lui permettait pas de récupérer les coûts liés à la construction d'infrastructures requises pour desservir les expéditeurs désireux de s'approvisionner à partir de Dawn. En plus, l'ONÉ a octroyé à TCPL un grand pouvoir discrétionnaire de fixer les tarifs des services de transport interruptibles et à court terme visant à encourager les expéditeurs à s'engager dans des contrats de transport fermes afin qu'ils paient pour leur utilisation réelle du réseau principal. Dans un second temps, l'ONÉ reconnaissait que TCPL n'était pas dans l'obligation de desservir la clientèle à l'inverse d'un distributeur gazier comme Énergir. D'ailleurs, la conséquence de cette décision a été le gel dans la construction par TCPL d'infrastructures de transport SH devant permettre à Énergir et aux distributeurs gaziers de l'Ontario de bénéficier des nouveaux bassins de production connectés à Dawn et du bas coût du gaz naturel livré dans leurs territoires respectifs.

Cette impasse fut dénouée par la conclusion d'une entente entre TCPL, Énergir et les distributeurs de l'Ontario (c.-à-d. Enbridge Gas Distribution Inc. et Union Gas Limited) à l'automne 2013 (« l'Entente »).

L'Entente a permis de fixer des tarifs pluriannuels (2015 à 2020) à un niveau qui devait normalement permettre à TCPL de récupérer les coûts liés aux infrastructures requises pour permettre aux expéditeurs d'accéder à Dawn, en plus de leur fournir une stabilité et certitude tarifaire. De plus, la durée des termes des contrats de transport fermes a été accrue en passant à 15 ans pour l'ajout de nouvelles capacités et 5 ans pour le renouvellement de contrats existants dans le cas de la procédure de *term-up*, en plus du préavis de renouvellement de 2 ans. Aussi, TCPL exige désormais un délai minimum de 3 ans pour construire de nouvelles capacités.

En contrepartie, un des engagements pour Énergir et les distributeurs de l'Ontario découlant de l'Entente était de conserver des contrats de transport LH fermes à partir d'Empress jusqu'au 31 décembre 2020 (représentant 85 000 GJ/jour pour Énergir). Cet engagement visait entre autres,

à réduire les pertes de revenus et à retenir des volumes LH à partir d'Empress en favorisant l'utilisation des tronçons des Prairies et du Nord de l'Ontario (« NOL »), soit sur les parties sous-utilisées du réseau principal de TCPL.

En décembre 2014, l'ONÉ a approuvé l'Entente, mais ordonnait à TCPL de revoir les tarifs pour la période de 2018 à 2020 et de déposer, au plus tard le 31 décembre 2017, une mise à jour sur la prévision de la demande, des coûts, des revenus, des ventes discrétionnaires et du solde du compte de frais reportés[3]. Toutefois, comme l'Entente stipule que les 4 parties signataires doivent s'entendre pour modifier les tarifs de transport, une Entente complémentaire est survenue avec TCPL sur les tarifs de transport pour la période visée. Ainsi, à la mi-décembre 2017, TCPL déposait une demande à l'ONÉ suivant la révision tarifaire, proposant une baisse de l'ensemble des tarifs de transport pour la période 2018 à 2020[4]. En attendant la décision sur le fond de la demande, l'ONÉ a approuvé les tarifs provisoires sur une base intérimaire à compter du 1er janvier 2018[5]. Subséquemment, Énergir a appliqué cette baisse tarifaire dès le 1er février 2018 à l'ensemble de sa clientèle.

Ainsi, à l'approche de la fin du terme de l'Entente relativement à l'obligation de conserver du LH, Énergir a analysé la nécessité de conserver à long terme ses capacités de transport de 85 000 GJ/j. Assez rapidement, le constat de la nécessité de ces capacités s'est avéré. Restait donc à identifier les diverses alternatives possibles aux capacités LH. Il y avait évidemment la possibilité de convertir ces capacités en SH selon les termes de l'Entente ou de les conserver en LH. Une troisième alternative s'est aussi présentée avec un nouveau service envisagé par TCPL pour conserver des volumes entre Empress et le Triangle de l'Est : le service à prix fixe de longue durée entre Empress et North Bay Junction (le « PFLD-NBJ ») d'une durée minimale de 10 ans.

La section qui suit présente les besoins et démontre la nécessité des outils d'approvisionnement à l'horizon 2029-2030.

[3] Lettre de décision RH-001-2014 datée du 28 novembre 2014 avec motifs à suivre.
[4] Dossier OF-Tolls-Group1-T211-2017-04.
[5] Ordonnance TGI-003-2017, Dossier OF-Tolls-Group1-T211-2017-03 01.

2 ÉVALUATION DE LA DEMANDE ET DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT – ANNÉE 2018-2019 À 2029-2030

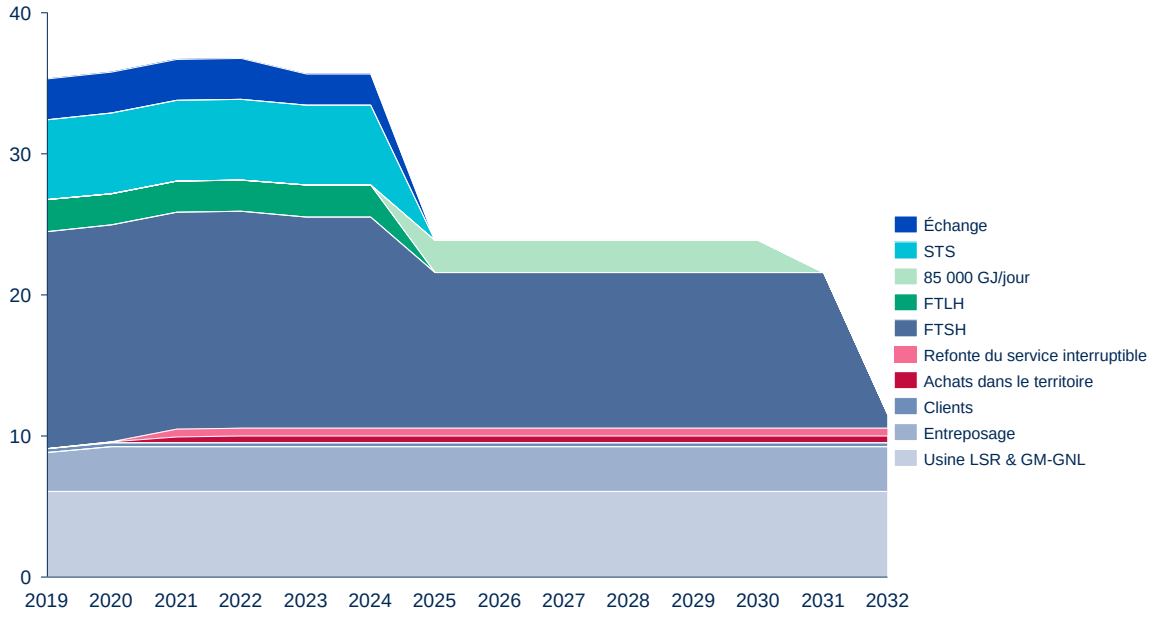
La prévision de la demande pour les années 2018-2019 à 2021-2022, déposée dans le cadre du plan d'approvisionnement 2019-2022[6], a été utilisée comme base d'évaluation. Afin de confirmer la nécessité de conserver le 85 000 GJ/jour sous une forme ou une autre, Énergir a déterminé dans quelles circonstances, en tenant compte de l'échéance de ses autres outils, elle n'en aurait pas besoin. Advenant qu'Énergir ne renouvelle pas ses autres outils d'approvisionnement venant à échéance d'ici 2030, les outils d'approvisionnement de long terme qui demeureraient toujours disponibles en 2030 seraient de 23,9 $10^6 m^3$/jour[7], soit :

- L'usine LSR et les interruptions de liquéfaction de GM-GNL avec 6,1 $10^6 m^3$/jour;
- L'entreposage aux sites Pointe-du-Lac, qui inclut le projet d'investissement à l'étude par la Régie (R-4034-2018), et Saint-Flavien avec 3,2 $10^6 m^3$/jour;
- Les clients ayant leur propre service de transport avec 0,2 $10^6 m^3$/jour;
- Les achats dans le territoire avec 0,5 $10^6 m^3$/jour;
- La refonte du service interruptible (R-3867-2013, Phase 2) avec 0,5 $10^6 m^3$/jour;
- Les engagements courtes distances (FTSH) avec 11,1 $10^6 m^3$/jour;
- Et une capacité de 2,2 $10^6 m^3$/jour (ou 85 000 GJ/jour) à renouveler.

[6] B-0218, GM-H, Document 1.
[7] B-0218, GM-H, Document 1, Annexe 4, page 1 et Annexe 9, page 2.

Figure 1 : Outils d'approvisionnement en Transport

2019-2032; en 10^6m^3/jour



Advenant une diminution de la demande de pointe en 2030 équivalente aux outils d'approvisionnement de long terme projetés de 23,9 10^6m^3/jour, cela représenterait une perte de 33 % par rapport à la demande de pointe projetée pour 2019[8]. Pour qu'une telle situation se produise, il faudrait que chacune des conditions défavorables suivantes se produisent :

- Une croissance annuelle du PIB réel du Québec de 0,7 % de 2019 à 2030;
    - Les variations annuelles du PIB inférieures à 1 % ont été observées seulement six fois au cours des 35 dernières années;
- Une perte de la position concurrentielle de 10 points de pourcentage (%) à partir de 2019 maintenue jusqu'en 2030;
    - Ce scénario défavorable du plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2018-2019 est peu probable considérant le maintien prévu des prix actuels du gaz naturel et la hausse anticipée des prix du pétrole;
- Un ralentissement marqué du nombre de nouveaux clients et du volume de consommation moyen associé à chacun d'eux;

[8] B-0218, GM-H, Document 1, page 81, tableau 26 : 35,8 10^6m^3/jour.

- Cela consisterait en une décélération deux fois plus prononcée des volumes de nouvelles ventes que ceux figurant dans le scénario de base;

- La perte des trois plus importants clients, soit l'équivalent de 34,6 Bcf ou environ 15 % des livraisons;
  - Ces clients font affaire avec Énergir depuis plus de 40 ans et sont actifs dans des secteurs industriels de la métallurgie ou de l'énergie. Ces trois clients ont également annoncé des investissements de plusieurs centaines de millions de dollars au cours des deux dernières années.

Aucune de ces conditions ne peut évidemment être écartée, mais il apparaît fort peu probable que l'ensemble de ces conditions se matérialise et fasse en sorte que la demande de pointe en 2030 soit inférieure aux engagements d'approvisionnement de long terme. Il y a donc lieu de considérer que des outils d'approvisionnement de long terme de l'ordre de 23,9 $10^6 m^3$/jour à l'horizon 2030 demeureraient utiles et requis. Conséquemment, conserver un contrat d'approvisionnement de long terme jusqu'en 2030 d'une capacité de 85 000 GJ/jour, sous une forme ou une autre, apparaît justifié.

3 LES TROIS ALTERNATIVES POSSIBLES POUR LE 85 000 GJ/J

Dans le cadre de ses analyses à l'égard du 85 000 GJ/j (2 243 $10^3 m^3$/j) à renouveler, Énergir a procédé à l'évaluation de 3 options d'approvisionnement:

- Maintenir le FTLH de 2,2 $10^6 m^3$/jour (85 000 GJ/jour);
- Convertir le FTLH de 2,2 $10^6 m^3$/jour (85 000 GJ/jour) en FTSH;
- Convertir le FTLH de 2,2 $10^6 m^3$/jour (85 000 GJ/jour) en PFLD-NBJ, un nouveau service présentement offert par TCPL dont les caractéristiques sont exposées plus loin.

Énergir est d'avis que la meilleure façon d'analyser la rentabilité de ces options est en comparant les coûts à long terme des trois alternatives. En effet, une analyse de moyen terme basée par exemple sur un plan d'approvisionnement ne permet pas de capter toute la valeur de chacune des options. De plus, Énergir a démontré à la section précédente que la capacité peut être renouvelée sans craindre que ce renouvellement ne limite sa flexibilité quant à la possibilité de décontracter des capacités de transport si la demande baisse dans le futur. Énergir propose donc une approche d'analyse marginale (analyse différentielle) sur 10 ans pour évaluer ces trois options.

L'annexe 1 présente les résultats des analyses sur les différentes années en fonction des hypothèses de tarifs de transport et des prix de la fourniture de 2020 à 2030.

Maintenir le FTLH

Économiquement, maintenir le FTLH sur une période de 10 ans représenterait des coûts de plus de 1,44 G $ pour la clientèle. Veuillez-vous référer à l'annexe 1 pour les détails concernant cette analyse.

Convertir le FTLH en FTSH

Les coûts associés à la conversion du 85 000 GJ/j de FTLH en FTSH représenterait des coûts de 1,28 G$ sur une période de 10 ans. Ceci représente une économie d'environ 162M$ comparativement à l'option de maintenir le FTLH (voir annexe 1).

Convertir en PFLD-NBJ

Comme mentionné précédemment, le PFLD-NBJ est un nouveau service à prix fixe de longue durée entre Empress et la jonction du NOL et du Triangle de l'Est située à North Bay offert par TCPL.

L'offre de service PFLD-NBJ

En 2017, TCPL a lancé deux nouvelles offres de service à prix fixe longue durée soit, le service à prix fixe longue durée d'Empress jusqu'à Herbert en Saskatchewan (PFLD-Herbert) et le service à prix fixe longue durée d'Empress jusqu'à Dawn (PFLD-Dawn). Ces deux nouvelles offres visaient principalement à préserver les volumes existants et à en attirer de nouveaux afin de maximiser l'utilisation du réseau principal de l'Ouest et engendrer des revenus additionnels au bénéfice de l'ensemble des expéditeurs. Les principales caractéristiques de ces deux services PFLD LH à partir d'Empress, approuvés par l'ONÉ[9], sont qu'ils sont offerts à un tarif inférieur à celui présentement en vigueur et en échange notamment d'une durée du contrat de 10 ans. Le service PFLD-Herbert a été conçu pour répondre aux besoins d'une nouvelle centrale électrique en Saskatchewan et pour préserver les volumes existants du distributeur gazier de cette province. En ce qui a trait au service PFLD-Dawn, le but était de relier la production de gaz naturel canadienne de l'Ouest aux marchés desservis par Dawn. En plus de favoriser la compétitivité de l'approvisionnement canadien par rapport à celui en provenance du Nord-Est américain, ce service permettra d'accroître la liquidité à Dawn et de potentiellement avoir un effet à la baisse sur le prix de la fourniture.

À l'instar des services précédemment cités, le service PFLD-NBJ proposé par TCPL dans son plus récent appel d'offres lancé le 22 août 2018 et se terminant le 21 septembre 2018, comprend certaines caractéristiques clés qui sont les suivantes :

a) Contrat d'une durée de 10 ans débutant le 1er novembre 2020. Fait très important, puisqu'Énergir dispose déjà de 85 000 GJ/j sur le trajet Empress/NBJ et que les demandes de capacités seront prioritairement allouées aux expéditeurs existants de LH, cette date de

[9] PFLD-Herbert : Voir Lettre de décision RH-002-2017 datée du 5 juillet 2017. PFLD-Dawn : Voir Décision RH-003-2017 datée du 21 septembre 2017 avec motifs à suivre.

mise en service ne devrait pas être repoussée en raison de retard dans la construction d'infrastructures puisqu'aucune nouvelle infracstructure n'est requise. Par contre, la mise en service de ce nouveau service avant le 1er janvier 2021 nécessite l'accord de toutes les parties à l'Entente, un accord qui demeure à obtenir. Dans le pire des cas, ce service entrera en fonction le 1er janvier 2021.

b) Tarif à coût fixe de 0,93$/GJ, incluant les frais d'abandon (actuellement 0,16$/GJ) tant que ceux-ci demeurent inférieurs à 0,22$/GJ.

c) À l'échéance du contrat et avec un préavis de 2 ans, droit de conversion en contrat FTLH. De plus, advenant que le tarif des contrats FTLH entre Empress et NBJ (résultant de l'audience future sur les tarifs de transport post-2020) passe sous le tarif à prix fixe du service PFLD-NBJ, un droit de conversion pourrait être exercé par Énergir avant l'échéance du terme. En d'autres mots, Énergir peut se prévaloir d'un droit de conversion qui lui assurerait de payer le tarif le plus bas entre le service à prix fixe et le FTLH.

L'ensemble des conditions de ce service se retrouve dans le document de l'appel d'offres de TCPL à l'annexe 2.

De surcroît, pour compléter le service, Énergir contractera une capacité de transport sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA équivalente à la quantité convertie en service PFLD-NBJ. Les tarifs applicables à ces tronçons ne seront pas ceux en vigueur tout au long des 10 années du contrat relatif au service PFLD-NBJ. Les tarifs applicables sur ces deux tronçons seront ceux approuvés par l'ONÉ et pourront varier de temps à autre. Il s'agira ainsi de contrats de transport standard avec TCPL.

Finalement, les coûts associés à contracter le service PFLD-NBJ s'élèvent à 1,26 G$ sur une période de 10 ans. Ceci représente une économie d'environ 180 M$ par rapport à l'option FTLH (voir annexe 1). Du point de vue de l'analyse marginale et en fonction des prix « futures »[10], cette option serait favorable de 20 M$ sur 10 ans par rapport à l'option FTSH (voir annexe 1).

[10] Prix et taux de change provenant de NGX/ICE en date du 30 mai 2018.

RÉSULTATS DE L'ANALYSE DES TROIS OPTIONS

D'un point de vue économique, l'option FTLH est sans équivoque la plus onéreuse sans présenter d'autres avantages qui la démarque des autres options. Ainsi, considérant les deux options de conversion, le *statu quo* n'est pas une alternative avantageuse pour la clientèle. Si l'on compare les deux options de conversion, l'alternative la plus intéressante économiquement est de convertir le FTLH en PFLD-NBJ. Selon l'approche marginale, l'option PFLD-NBJ devrait être priorisée. De plus, ce service PFLD-NBJ comporte de nombreux avantages qualitatifs non négligeables qui seront exposés à la section suivante.

4 BÉNÉFICES DU SERVICE PFLD-NBJ

En effectuant la conversion en PFLD-NBJ, en plus des avantages économiques cités dans les sections précédentes, Énergir bénéficierait d'avantages non monétaires substantiels en comparaison des deux autres alternatives disponibles :

a) Risque de retard dans la mise en service d'infrastructures liées à du transport FTSH : La construction de nouvelles infrastructures s'avère de plus en plus difficile et subit régulièrement des retards. Par exemple, le projet King's North a connu un retard de 13 mois. Selon TCPL, advenant une demande de conversion du LH en SH, de nouvelles infrastructures devraient être construites aux alentours de la municipalité de Vaughan, là où des promoteurs immobiliers se sont opposés vigoureusement dernièrement devant l'ONÉ à un de ses projets visant la construction d'un compresseur[11]. Ceux-ci, insatisfaits de la décision de l'ONÉ qui accueillait la demande de TCPL, ont déposé une demande de permission d'en appeler devant la Cour d'appel fédérale afin d'obtenir le renversement de la décision de l'ONÉ[12] créant ainsi beaucoup d'incertitudes. Cette demande de permission a finalement été rejetée en juin 2018. Les exemples d'oppositions à la construction de nouvelles infrastructures et de retards dans leur mise en service sont nombreux de nos jours. Or, un retard dans la mise en service de nouvelles capacités de FTSH aurait un impact significatif sur les analyses, rendant encore plus favorable le service à PFLD-NBJ. En effet, une mise en service le 1er novembre 2022, soit un retard d'un an dans la mise en

[11] Dossier OF-Fac-Gas-T211-2017-07 01.
[12] Dossier 18-A-19.

service des nouvelles capacités, obligerait Énergir à conserver le FTLH une année de plus et à payer environ 18 M$ en coûts additionnels (sur la base des taux actuels). L'avantage économique du PFLD-NBJ passerait alors de 20 M$ à plus de 38 M$.

b) Service d'injection Firm Transportation Injections (« FTI ») : Aussi, contrairement au service FTSH, le service PFLD-NBJ et son contrat associé dispose du service FTI pour les expéditeurs comme Énergir qui ont des contrats de Storage Transportation Service (« STS »). Rappelons que le FTI est un service accessoire au FTLH qui permet de diriger le gaz naturel vers Parkway plutôt que vers EDA ou NDA afin d'éventuellement l'injecter à Dawn. Il y a là un avantage opérationnel indéniable puisqu'il permet de moduler la quantité de gaz naturel acheminée en franchise. Le service FTSH permet aussi cette modulation, mais seulement sur les 3 fenêtres NAESB *intra-day* alors que le FTI est permis sur les 3 fenêtres NAESB *intra-day* et les 5 fenêtres STS. Il offre donc une meilleure flexibilité opérationnelle. De surcroît, chaque gigajoule injecté par le biais du service FTI permet d'accumuler des crédits de STS. Tant et aussi longtemps que les crédits de STS sont supérieurs à 0, le tarif du service STS est équivalent au tarif du service FTSH. En revanche, une fois les crédits de STS épuisés, le tarif applicable à chaque gigajoule transporté avec le service STS est majoré de 25% par rapport au tarif du service FTSH. Bref, avec le service FTI associé au service PFLD-NBJ, le moment auquel les crédits de STS seront épuisés est repoussé par rapport à une conversion du FTLH en service FTSH, réduisant par le fait même les coûts d'approvisoinnement.

c) Impact sur les tarifs de FTSH: Énergir dispose présentement d'environ 20,7 $10^6 m^3$/jour (783 070 GJ/jour) de FTSH jusqu'à EDA et 0,4 $10^6 m^3$/jour (15 327 GJ/jour) de FTSH jusqu'à NDA. Tout impact sur le tarif de FTSH causé par des investissements requis pour convertir des capacités FTLH en capacités FTSH augmenterait les coûts totaux de ces contrats déjà existants. À titre d'exemple, une hausse de 5 % des tarifs FTSH provoquerait une hausse des coûts de transport d'Énergir de l'ordre de 8,9 M$ annuellement, donc d'environ 90 M$ sur la période de 10 ans du PFLD-NBJ. Énergir a donc intérêt à limiter le plus possible les nouvelles infrastructures requises dans cette région afin de contrôler les impacts sur le tarif FTSH.

d) Diversité et sécurité d'approvisionnement : En demeurant connectée à Empress, Énergir assure une certaine diversification de son portefeuille d'outils d'approvisionnement. Non

seulement cela permettrait à Énergir de maintenir des activités à Empress en sus de celles à Dawn où une grande part y est déjà concentrée, mais aussi d'avoir accès à une plus grande diversité de producteurs présents sur le territoire du bassin sédimentaire de l'Ouest. De plus, en cas d'incident majeur en amont des points de Parkway et Dawn, Énergir bénéficierait d'une source d'approvisionnement alternative pour sécuriser, du moins en partie, la franchise.

Le tableau qui suit résume et compare les avantages et inconvénients de chacune des options citées précédemment.

	Prix	Impact sur le tarif SH	Diversité d'approvisonnment	Sécurité d'approvisonnment	Risque de retard	Service FTI
FTLH	-	+	+ +	+ +	+ +	+ +
FTSH	+ +	-	-	-	-	-
PFLD NBJ	+ + +	+	+ +	+ +	+ +	+ +

En plus des importants bénéfices économiques, les avantages non monétaires exposés précédemment militent tous en faveur de la conversion du 85 000 GJ/j de FTLH existant en service PFLD-NBJ au 1er novembre 2020.

CONCLUSION

Avec les hypothèses financières actuelles et les nombreux avantages qualitatifs s'y rattachant, Énergir a évalué que l'option de convertir 2,2 $10^6 m^3$/jour (85 000 GJ/jour) de FTLH en PFLD-NBJ représente l'alternative la plus avantageuse pour sa clientèle. Le risque associé à une hausse potentielle des tarifs advenant que les distributeurs de l'Est effectuent la conversion de leur FTLH en FTSH favorise également l'option PFLD-NBJ. Ainsi, pour Énergir, avec tous les faits mentionnés, l'option PFLD-NBJ est la solution la plus viable à long terme pour sa clientèle. En conséquence, Énergir déposera d'ici le 21 septembre 2018 une soumission dans le cadre de l'appel d'offres lancé par TCPL pour le service PFLD-NBJ.

En temps normal, la soumission d'Énergir ne peut être assortie de conditions comme l'obtention de l'autorisation de la Régie. Énergir ne pourrait donc retirer sa soumission qu'en respectant les règles en vigueur qui prévoient le paiement d'une pénalité dont le montant varie en fonction du moment auquel la soumission est retirée. Dans ce dossier, à la demande d'Énergir, TCPL a exceptionnellement accepté que la soumission d'Énergir soit conditionnelle

à l'obtention d'une décision favorable de la Régie en autant que celle-ci soit rendue au plus tard le 31 décembre 2018. Une décision de la Régie d'ici cette date est donc requise dans la mesure du possible.

Énergir demande à la Régie de :

- **prendre acte du niveau de capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL pour le service PFLD-NBJ;**
- **approuver les caractéristiques des contrats qui découleront de ces soumissions ainsi que celles des contrats complémentaires sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA.**

ANNEXE 1

ANALYSE MARGINALE - coûts des scénarios - 10 ans (en million de $)												
SCÉNARIO	SERVICE	2020-21[1]	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	TOTAL
1	FTLH	131	133	135	137	142	147	150	152	154	156	1437
2	PFLD-NBJ	113	115	117	119	123	129	132	133	136	138	1255
3	FTSH - PARK EDA/NDA [2]	131	115	118	124	126	128	130	132	134	137	1275
(1-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS LH [2]	18	18	18	18	19	18	18	19	18	18	182
(3-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS SH [2]	18	0	1	5	3	(1)	(2)	(1)	(1)	(2)	20

Notes :

1. Le PFLD-NBJ entre en vigueur le 1er novembre 2020.
2. La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1er novembre 2021 au plus tôt. Pour l'année 2020-21, l'économie du PFLD-NBJ par rapport au SH est égale à l'option LH.

HYPOTHÈSES PRIX EN $/GJ (taux moyen par an)										
	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
EMPRESS [1]	2,09 $	2,14 $	2,21 $	2,27 $	2,41 $	2,57 $	2,67 $	2,72 $	2,79 $	2,86 $
DAWN [1]	2,92 $	2,92 $	3,03 $	3,22 $	3,29 $	3,36 $	3,43 $	3,49 $	3,56 $	3,63 $
BASIS	0,8286 $	0,7792 $	0,8204 $	0,9498 $	0,8860 $	0,7916 $	0,7562 $	0,7710 $	0,7696 $	0,7694 $
TAUX CHANGE (cad/usd) [1]	1,2825	1,2799	1,2772	1,2744	1,2718	1,2692	1,2664	1,2636	1,2613	1,2611

Notes :

1. Prix et taux de change provenant de NGX/ICE en date du 30 mai 2018

TARIFS EN $/GJ (transport)										
	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
EMPRESS-EDA	2,1316 $	2,1316 $	2,1316 $	2,1316 $	2,1316 $	2,1316 $	2,1316 $	2,1316 $	2,1316 $	2,1316 $
EMPRESS-NDA	1,5805 $	1,5805 $	1,5805 $	1,5805 $	1,5805 $	1,5805 $	1,5805 $	1,5805 $	1,5805 $	1,5805 $
PARK-EDA	0,5981 $	0,5981 $	0,5981 $	0,5981 $	0,5981 $	0,5981 $	0,5981 $	0,5981 $	0,5981 $	0,5981 $
PARK-NDA	0,4942 $	0,4942 $	0,4942 $	0,4942 $	0,4942 $	0,4942 $	0,4942 $	0,4942 $	0,4942 $	0,4942 $
EMPRESS - NBJ	0,9300 $	0,9300 $	0,9300 $	0,9300 $	0,9300 $	0,9300 $	0,9300 $	0,9300 $	0,9300 $	0,9300 $
NBJ - EDA	0,5942 $	0,5942 $	0,5942 $	0,5942 $	0,5942 $	0,5942 $	0,5942 $	0,5942 $	0,5942 $	0,5942 $
NBJ - NDA	0,2230 $	0,2230 $	0,2230 $	0,2230 $	0,2230 $	0,2230 $	0,2230 $	0,2230 $	0,2230 $	0,2230 $
EMP -NBJ - EDA	1,5242 $	1,5242 $	1,5242 $	1,5242 $	1,5242 $	1,5242 $	1,5242 $	1,5242 $	1,5242 $	1,5242 $
EMP -NBJ - NDA	1,1530 $	1,1530 $	1,1530 $	1,1530 $	1,1530 $	1,1530 $	1,1530 $	1,1530 $	1,1530 $	1,1530 $

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

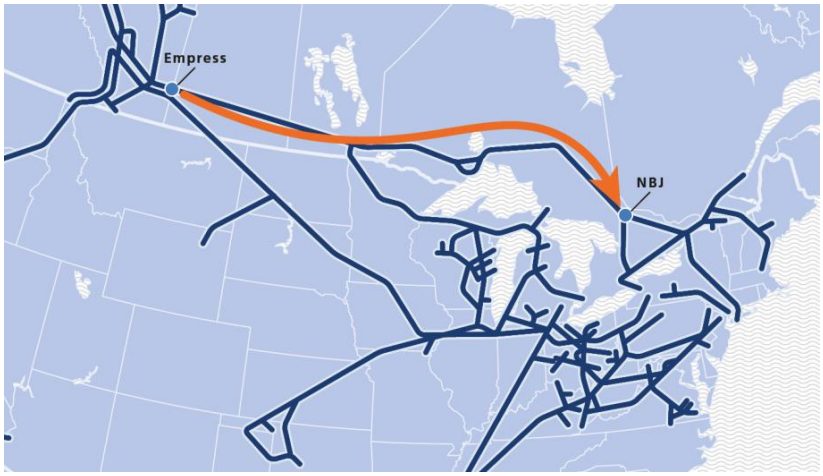
August 22, 2018 to September 21, 2018

Overview

TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada") is pleased to announce a binding open season ("Open Season") for a new long term fixed price service from Empress to North Bay Junction ("NBJ LTFP" or the "Service") that, combined with Firm Transportation ("FT") service with a Receipt Point of North Bay Junction ("Associated FT"), will provide long-haul transportation access to diverse Mainline markets. Capitalized terms not defined within this Open Season have the meaning ascribed to them under the TransCanada Mainline Transportation Tariff ("Tariff").

The Service is intended to retain long-haul firm transportation contracting, and to attract incremental long-haul firm contracting to the Mainline system.

Figure 1 – TransCanada System



Service Description

The following is an overview of the proposed NBJ LTFP Service, subject to the detailed terms and conditions provided below:

- Firm transportation service utilizing existing facilities from a Receipt Point of Empress to a delivery point North Bay Junction
- Fixed toll of $0.93 CDN/GJ/d, inclusive of the applicable Abandonment Surcharge, subject to the provisions described in more detail below.
- Equal priority to FT service
- No Diversions, Alternate Receipt Points or temporary Receipt and Delivery Points
- Secondary Receipt Points of Bayhurst 1 and Suffield 2
- Assignable

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

- Available for conversions of existing long-haul ("LH") contracts ("Conversion Bid") or for new service requests ("New Service Bid")
- For Conversion Bids, Service Applicant's existing LH contract will be converted into a NBJ LTFP contract and an Associated FT contract of equal term with the same delivery point as the existing LH contract
- For New Service Bids, bids for NBJ LTFP service are conditional on Service Applicant or its designate being awarded Associated FT capacity for a term equal to or greater than the NBJ LTFP Contract term through the concurrently held New Capacity Open Season ("NCOS") or Existing Capacity Open Season ("ECOS")
- Associated FT service will be governed by the FT Toll Schedule and retains all FT service attributes, including diversions.
- The commencement date for Conversion Bids as well as New Service Bids associated with a bid for FT capacity in the concurrent ECOS is January 1, 2021 and the NBJ LTFP minimum term is 10 years.
    - Conversion Bids for LH contract quantities subject to the Mainline Settlement Agreement may request to commence the Service as early as November 1, 2020.
    - All other Conversion Bids and New Service Bids associated with bids in the concurrent ECOS may request to commence the Service as early as November 1, 2019.
    - In all cases, the contract end date can be no earlier than December 31, 2030.
- For New Service Bids associated with a bid in the concurrent NCOS that requires the construction of new facilities, the targeted commencement date is November 1, 2021 and the NBJ LTFP minimum term is 10 years.
    - In addition, for New Service Bids associated with a bid in the NCOS that requests interim FT capacity expected to commence on November 1, 2019, Service Applicant may similarly request matching interim NBJ LTFP capacity in addition to the minimum NBJ LTFP term.

This Open Season and the provision of service proposed hereunder are subject to the following terms and conditions:

TransCanada Internal and Regulatory Requirements for the Service	Service is dependent on TransCanada obtaining all internal and regulatory approvals that it determines necessary to provide the Service, on terms and conditions substantially the same as described in this Open Season and acceptable to TransCanada in its sole discretion.
Toll and Surcharges	The toll will be fixed at $0.93 GJ/d for the term of the contract and is inclusive of the Abandonment Surcharge based on the distance between Empress and North Bay Junction.

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

	If, at any time during the term of the NBJ LTFP contract, the daily equivalent Abandonment Surcharge between Empress and North Bay Junction exceeds $0.22 GJ/d, then a surcharge equal to the amount by which the Abandonment Surcharge exceeds $0.22 GJ/d will be paid by Shippers in addition to the NBJ LTFP toll. Shippers will be required to pay any surcharge approved by the NEB or any of its successors to recover the costs to comply with domestic or foreign laws, regulations or rules that were not in effect or applicable to TransCanada on October 13, 2016. Shippers will also be required to pay any applicable Goods and Services Tax ("GST") or Harmonized Sales Tax ("HST") in addition to the toll.
Service Commencement Date and Contract Term	The commencement date for Conversion Bids as well as New Service Bids associated with a bid for FT capacity in the concurrent ECOS is January 1, 2021 and the minimum NBJ LTFP contract term is ten (10) years. • Conversion Bids for LH contract quantities subject to the Mainline Settlement Agreement may request to commence the Service as early as November 1, 2020. • All other Conversion Bids and New Service Bids associated with bids in the concurrent ECOS may request to commence the Service as early as November 1, 2019. • In either case, the contract end date can be no earlier than December 31, 2030. For New Service Bids associated with a bid in the NCOS that requires the construction of new facilities, the targeted commencement date is November 1, 2021 and the minimum NBJ LTFP contract term is ten (10) years. • In addition, for New Service Bids that are associated with a bid in the NCOS that requests interim FT capacity expected to commence on November 1, 2019, Service Applicant may similarly request matching interim NBJ LTFP capacity. All Service Applicants may request terms ending after December 31, 2030; however, TransCanada reserves the right to reject requests with end dates later than October 31, 2036. Commencement of the Service may be delayed as a result of a number of factors, including, without limitation: • delays in TransCanada receiving any required regulatory or internal approvals of the Service; and • delays relating to any new facilities required for the Associated FT capacity, including, but not limited to

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

	• delays in acquiring regulatory approval of or constructing the facilities required for the Associated FT capacity • delays in securing any Transportation by Others capacity required for the Associated FT capacity Contracts must start on the first day of a calendar month
Contract Quantity	The Service is dependent on an aggregate contract quantity for the Service acceptable to TransCanada in its sole discretion and is subject to capacity availability. Shipper's contract quantity for NBJ LTFP must be no less than the contract quantity for the Associated FT capacity.
Receipt Point and Delivery Point	The Receipt Point will be Empress and the Delivery Point will be North Bay Junction, with secondary receipt points of Bayhurst 1 and Suffield 2.
Fuel Requirements	Fuel for NBJ LTFP is not included in the toll. Shipper must provide fuel in kind at the applicable Receipt Point of the NBJ LTFP Contract based on the applicable FT fuel ratio from such Receipt Point to North Bay Junction. For Shipper's Associated FT Contract, Shipper may provide fuel at the applicable Receipt Points under Shipper's NBJ LTFP Contract provided: • the applicable monthly fuel ratio respecting transportation service from North Bay Junction to the nominated delivery point will be applied; • Shipper's nomination for the Associated FT Contract is from the Receipt Point of North Bay Junction; • Shipper holds a NBJ LTFP Contract for a quantity equal to the Associated FT contract quantity; and • Shipper's NBJ LTFP Contract expires no earlier than the Associated FT Contract. In all other circumstances, Shipper will be required to provide fuel for the Associated FT Contract in accordance with the General Terms and Conditions of the Tariff.
Other Service Attributes	Nomination windows, Financial Assurances, Demand Charge Adjustments, assignments, service priority and other terms not listed herein will be in accordance with the Tariff for FT service.

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

	Early Conversion and Term-up provision will be applicable if TransCanada determines, in the future, that the NBJ LTFP contract may affect the design of new facilities required to provide firm transportation service where the costs of such new facilities are expected to exceed $20 million. For Shippers with an existing STS contract, Shipper's NBJ LTFP Contract and Associated FT Contract of equal contract quantity will be jointly deemed to be a LH FT Contract with a receipt point of Empress for the purposes of STS service. For clarity, this does not preclude any party from seeking to change or eliminate STS service effective after December 31, 2020.
Conversion Bids	Service Applicants with existing LH contracts may submit a Conversion Bid to have all or a portion of its LH FT contract quantity converted to a NBJ LTFP contract and an Associated FT Contract of equal term with the same delivery point as the existing LH FT contract.
Requirements for Associated FT Capacity	New Service Bids are conditional on Service Applicant or its designate being awarded Associated FT capacity with a Receipt Point of North Bay Junction for a term equal to or greater than the NBJ LTFP Contract term pursuant to the terms of the concurrent NCOS and ECOS, as applicable. For New Service Bids, the awarded bid quantity will be subject to the same pro-rationing applicable to Service Applicant's or its designate's bid for Associated FT capacity in the ECOS or NCOS. For clarity, should Service Applicant not be awarded any Associated FT capacity, the New Service Bid will be rejected.
Capacity Allocation	TransCanada will allocate capacity to the Conversion Bids first. For New Service Bids, once the bids for Associated FT Capacity in the concurrently held ECOS and NCOS have been evaluated and allocated in accordance with TransCanada's Transportation Access Procedures ("TAPs"), TransCanada will allocate the corresponding NBJ LTFP capacity.
Notification to Service Applicants	TransCanada will notify all Service Applicants of the allocation of capacity within fifteen (15) Banking Days of the close of the Open Season subject to the conditions outlined above and provide successful service applicants with an NBJ LTFP Contract and a NBJ LTFP precedent agreement that will govern the effective date of their NBJ LTFP Contract and Associated FT capacity. Service Applicants will be required to execute the NBJ LTFP Contract and NBJ LTFP precedent agreement within thirty (30) days of the notification of their capacity allocation.

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

Financial Assurances	TransCanada requires acceptable financial assurances. Please refer to Section XXIII Financial Assurances of the General Terms and Conditions of the Tariff.
Conversion and Renewal Rights	NBJ LTFP Service is non-renewable. Shipper may request to convert all or a portion of its NBJ LTFP contract quantity to FT service at the end of the term with two years advance written notice.
Other Shipper Commitments	Service Applicants shall not oppose in any way, whether directly or indirectly, pricing discretion for Interruptible Transportation Service and Short Term Firm Transportation Service on any portion of the Mainline from the time the Service Applicant executes its NBJ LTFP precedent agreement and the NBJ LTFP Contract until the end of the NBJ LTFP Contract term. Service Applicants shall support TransCanada in any regulatory proceeding required to approve or continue the Service, as determined by TransCanada in its reasonable discretion from the time the shipper executes its NBJ LTFP precedent agreement and the NBJ LTFP Contract until the end of the NBJ LTFP Contract term.
TransCanada Commitments	In the event of an eastward extension of the NOVA Gas Transmission Ltd. System that allows TransCanada and/or its affiliates to provide a lower total cost for service from NIT to North Bay Junction, shippers will have the right to convert all or a portion of their contract quantity to such service(s) for the remainder of their contract term In the event the toll for FT service from Empress to North Bay Junction is lower than the NBJ LTFP toll as a result of the decision of the National Energy Board (or any successor) on TransCanada's first post-2020 toll application, Shipper will be provided a one-time election to convert all or a portion of its NBJ LTFP contract quantity to FT service from Empress to North Bay Junction for the remainder of the NBJ LTFP Contract term. Upon termination of Shipper's NBJ LTFP Contract and the original term of Shipper's Associated FT Contract, and provided existing capacity is posted pursuant to TAPs and Shipper's Renewal Option remains available pursuant to the FT Toll Schedule, the Receipt Point of the Associated FT Contract may be amended to any available Receipt Point on the Mainline with written notice prior to the end of the NBJ LTFP contract term For requests that require the construction of new facilities, three years written notice prior to the end of NBJ LTFP Contract term will be required for TransCanada to hold a New Capacity Open Season. To the extent Shipper is awarded capacity in such New Capacity Open Season and there is an in-service delay associated with the new facilities, TransCanada will extend service to

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

	the Shipper under the NBJ LTFP Contract and the Associated FT Contract, subject to any necessary regulatory approvals. Upon conversion of the NBJ LTFP Contract to FT service in accordance with the NBJ LTFP Toll Schedule, and provided Shipper's Renewal Option remains available pursuant to the FT Toll Schedule, TransCanada will allow Shipper to combine, if available, the converted FT Contract from Empress to North Bay Junction and the Associated FT Contract from North Bay Junction to a delivery point into a LH FT contract from Empress to the same delivery point, upon Shipper's request.
GST or HST Procedures	TransCanada is required to charge the GST or HST, whichever is applicable, on transportation of gas that is consumed in Canada. For more information, please see GST/HST Procedures.

How to Bid:

- Service applicant can submit multiple bids.
- Service applicants should submit a separate NBJ LTFP bid for each Associated FT bid.
- Each bid is binding. No bid deposit is required.

Service applicants must submit a binding bid using either TransCanada's 2018 Conversion to NBJ LTFP Bid Form or TransCanada's 2018 NBJ LTFP Bid Form to TransCanada's Mainline Contracting Department via email mainline_contracting@transcanada.com or by fax at 1.403.920.2343. All bids must be received by 1:00 p.m. Eastern Time (11:00 a.m. Mountain Time), September 21, 2018.

Questions:

For inquiries regarding this Open Season please direct questions to your Mainline Customer Account Manager.

Calgary	
Gordon Betts	403.920.6834
Michael Mazier	403.920.2651
Toronto	
Amelia Cheung	416.869.2115
Reena Mistry	416.869.2159

This Open Season closes at 1:00 p.m. Eastern Time (11:00 a.m. Mountain Time) on September 21, 2018.

IR Number: NEB 1.2

Category: Tolling Matters

Topic: Throughput and Capacity

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 91, Page 21 of 24 (PDF page 25 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Application, Paragraph 10, Page 2 of 24 (PDF page 6 of 28), A97476-2
iii) Gazoduq Inc., Pre-Application Project Description for the Gazoduq Project, Sections 2.1 and 2.3, Pages 2 and 5 of 25 (PDF pages 10 and 13 of 62), A95939-4

Preamble:

In reference i), TransCanada submits that NBJ LTFP will be provided using existing capacity on the Western Mainline.

In reference ii), TransCanada states that it held an Existing Capacity Open Season and a New Capacity Open Season for associated FT capacity.

In reference iii), Gazoduq Inc. states that it proposes to develop a new natural gas transmission line linking the existing TransCanada Mainline to a future natural gas liquefaction, storage and export facility. The design capacity of this pipeline is stated to be 1.8 billion cubic feet of natural gas per day.

Request:

a) Provide 10-year forecasts of throughput and system capacity in graph form, assuming NBJ LTFP is approved, for the:

   a.1) Prairies segment;
   a.2) Northern Ontario Line segment; and the
   a.3) Eastern Triangle segment.

b) Provide a definition of capacity, as used in the response to a). Include an overview for how TransCanada evaluates system capacity.

c) Provide an overview of the assumptions used in the throughput and system capacity forecasts provided in response to a).

d) Discuss how the Gazoduq Project, and its potential impact on throughputs and capacity, was considered in the offering of NBJ LTFP.

Response:

a) through c)

Please see Attachments NEB 1.2a-1 to NEB 1.2a-4 for the graphs of the 10-year forecast contractual requirements and system capacity for the Prairies and Northern Ontario segments and for two locations at the inlet of the Eastern Triangle. This information is consistent with the information provided in the NEB's Pipeline Portal.[1]

The graphs also present a forecast of firm service contract requirements at each of these locations. The forecast contract levels are illustrative of the anticipated peak throughput. Average throughput level is expected to be lower and will depend on contract utilization levels.

TransCanada cannot provide a combined Eastern Triangle segment system capacity as there is no single capacity measure due to the configuration of the system to serve each of the respective delivery areas / export locations. TransCanada has provided the graphs which are illustrative of flow-in system capacity to the Eastern Triangle from both NBJ (Attachment NEB 1.2a-3) and Parkway (Attachment NEB 1.2a-4). The system capacity to flow into the Eastern Triangle is greater than the ability of the system to deliver gas to markets in the Eastern Triangle.

In the Eastern Triangle, system capacity is calculated based on individual paths based on TransCanada's design criteria. For example, while sufficient capacity out of NBJ exists (Attachment NEB 1.2a-3), the contract path from NBJ to East Hereford is currently fully contracted such that the Associated FT Contracts from NBJ will require the facilities described in response to NEB 1.3a) to facilitate delivery to the specified delivery points. For capacity out of Parkway (Attachment NEB 1.2a-4), a loss of critical unit design criteria requires the addition of new facilities to serve new firm contracts with a Parkway receipt point.

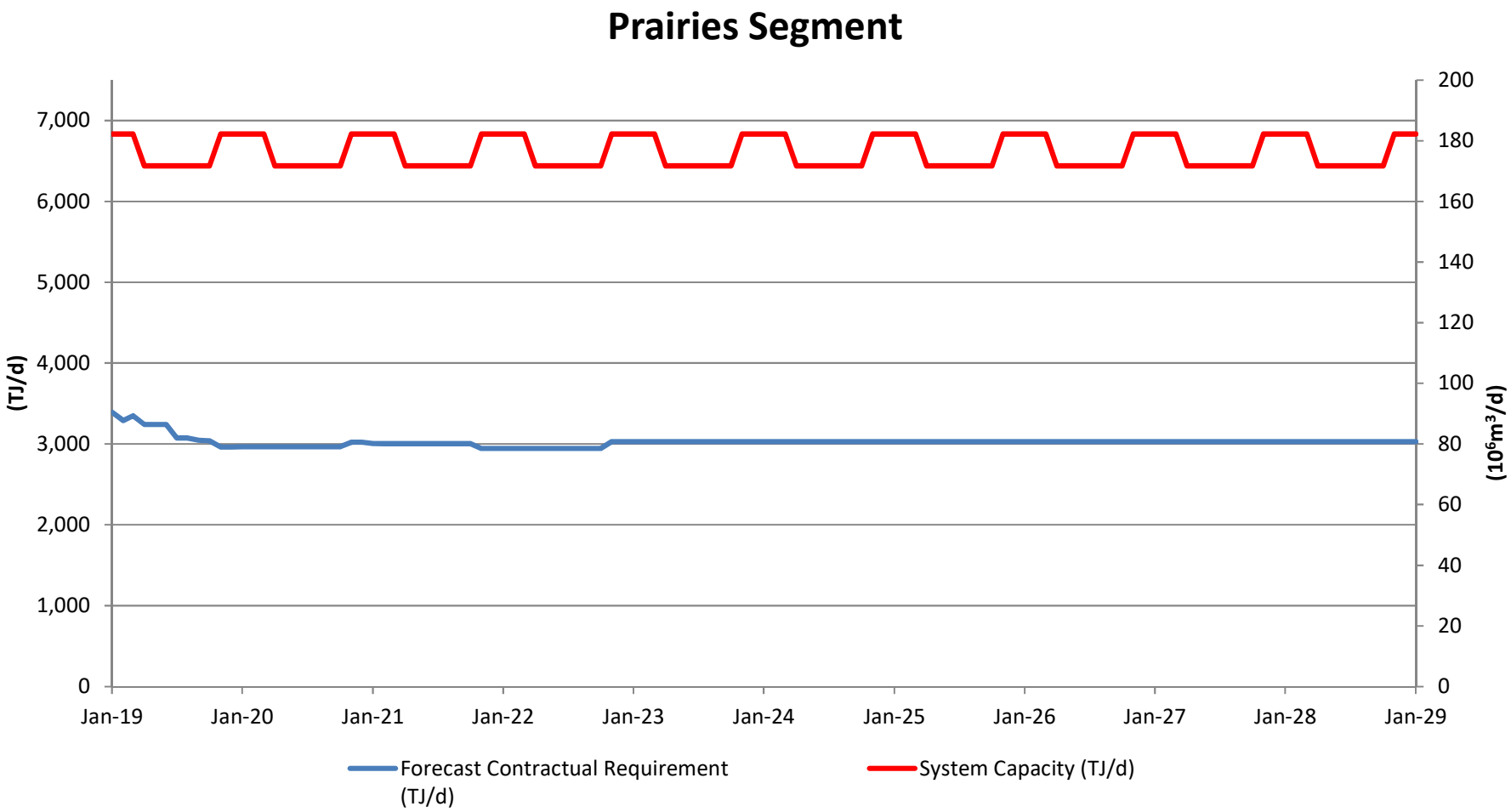
The system capacity shown in the attached graphs for the Prairies (Attachment NEB 1.2a-1) and Northern Ontario (Attachment NEB 1.2a-2) segments is based on average seasonal conditions with a 95% capability factor to account for factors related to planned and unplanned facility outages, maintenance activities and ambient temperatures. This system capacity is representative of the available capacity of the system on an average day for all transportation services. For the Eastern Triangle - Parkway Receipts, the system capacity is based upon a peak day with loss of critical unit whereas the Eastern Triangle – NBJ receipts system capacity is based upon the average seasonal conditions with a 95% capability factor flow into the Eastern Triangle from the Northern Ontario Line.

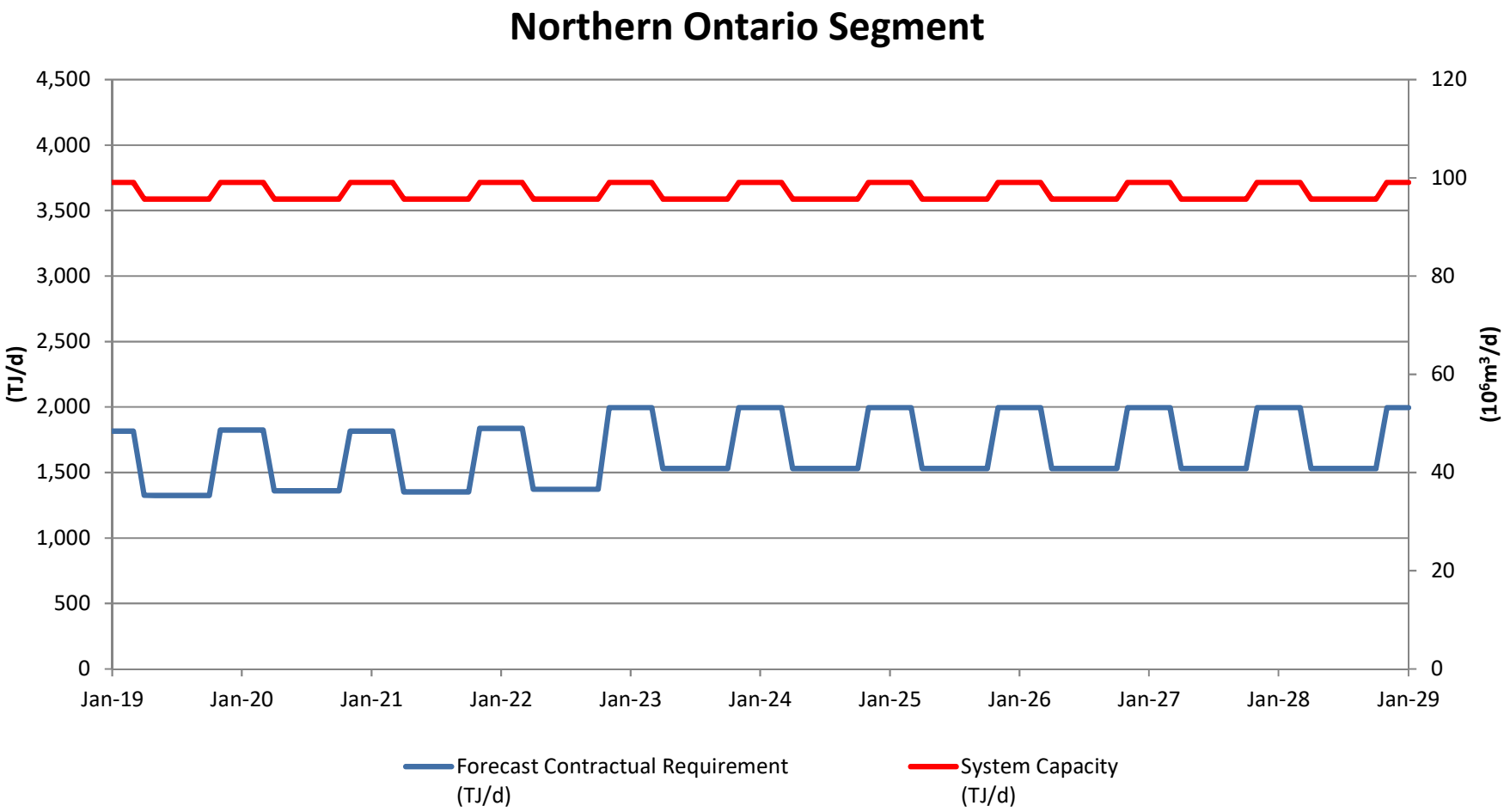
[1] https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/pplnprtl/pplnprfls/ntrlgs/trnscndmnln-eng.html.

Other tariff conditions, such as minimum delivery pressures, can also affect Mainline capacity and must also be considered in determining specific section capacities.

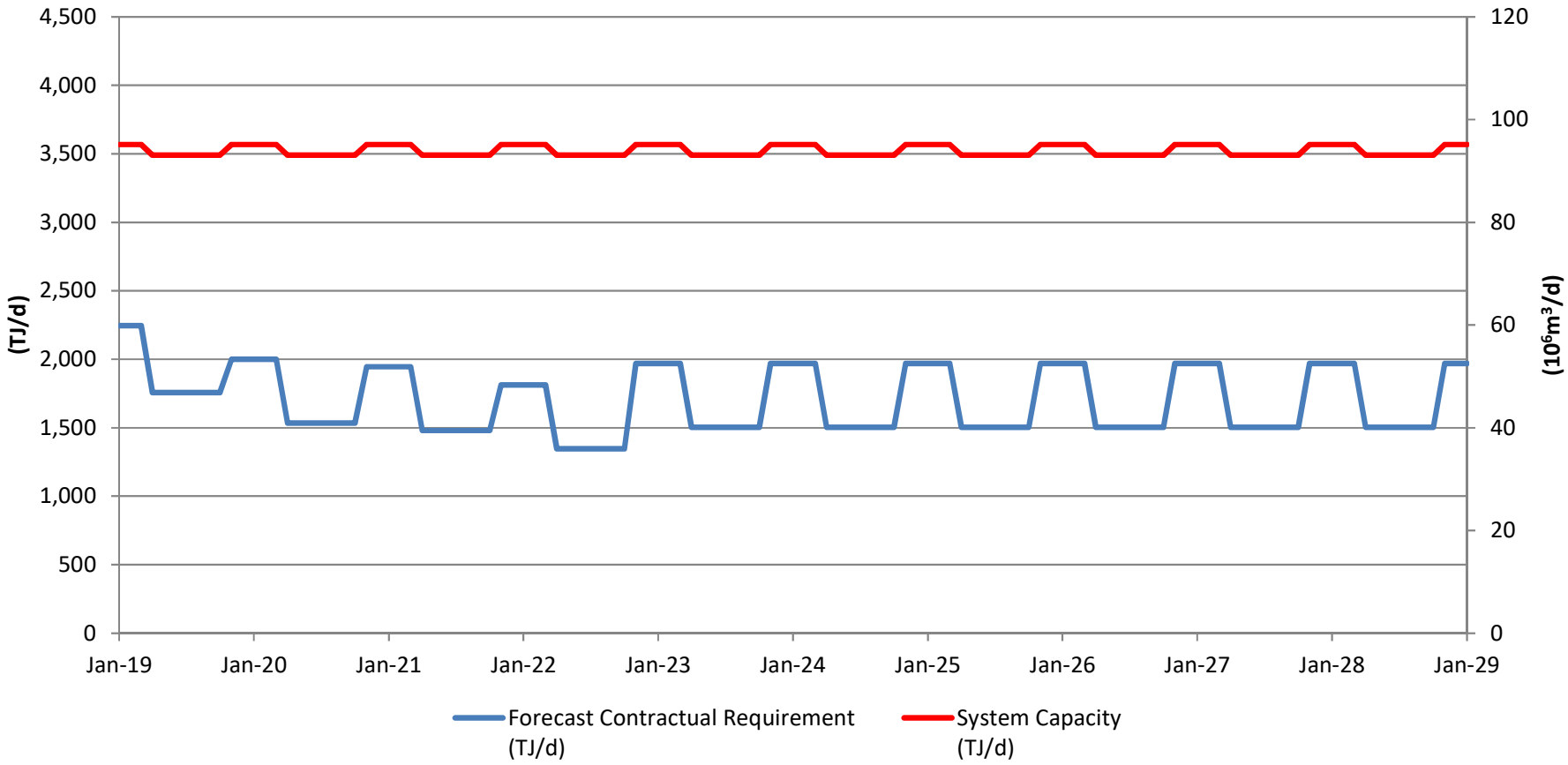
d) TransCanada understands from GNL Québec's Application to Participate[2] that, if the GNL Québec LNG export project were to proceed, the associated requirements would commence in the 2025 timeframe. TransCanada did not specifically consider the possible demand associated with that project in offering NBJ LTFP and this potential demand is not reflected in the forecast contract requirements shown in Attachments NEB 1.2a-1 and NEB 1.2a-2. Nonetheless, as shown in these attachments, existing capacity remains available on the Prairies and Northern Ontario Line Segments. In addition, if necessary, facilities can be added to meet additional requirements that may materialize in 2025 or beyond, subject to commitments to new firm contracts being executed sufficiently in advance of service commencement.

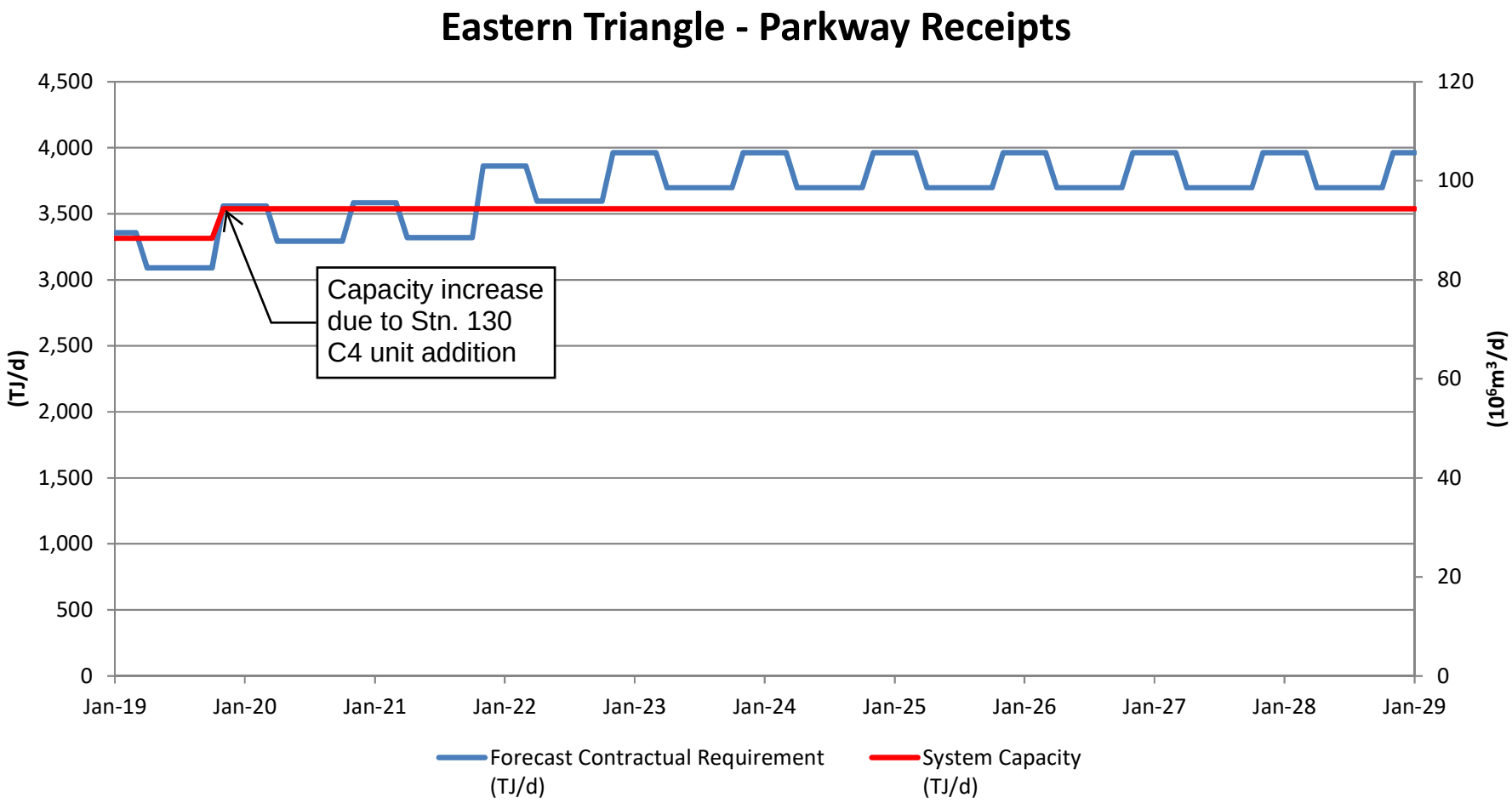
[2] NEB Filing ID: A97140.


Prairies Segment
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
(TJ/d)
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
(10^6m^3/d)
Jan-19
Jan-20
Jan-21
Jan-22
Jan-23
Jan-24
Jan-25
Jan-26
Jan-27
Jan-28
Jan-29
Forecast Contractual Requirement (TJ/d)
System Capacity (TJ/d)


Northern Ontario Segment
4,500
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
(TJ/d)
120
100
80
60
40
20
0
(10^6m^3/d)
Jan-19
Jan-20
Jan-21
Jan-22
Jan-23
Jan-24
Jan-25
Jan-26
Jan-27
Jan-28
Jan-29
Forecast Contractual Requirement (TJ/d)
System Capacity (TJ/d)

Eastern Triangle - North Bay Junction (NBJ) Receipts




Eastern Triangle - Parkway Receipts
4,500
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
(TJ/d)
120
100
80
60
40
20
0
(10⁶m³/d)
Capacity increase due to Stn. 130 C4 unit addition
Jan-19
Jan-20
Jan-21
Jan-22
Jan-23
Jan-24
Jan-25
Jan-26
Jan-27
Jan-28
Jan-29
Forecast Contractual Requirement (TJ/d)
System Capacity (TJ/d)

IR Number: NEB 1.3

Category: Tolling Matters

Topic: Facility Costs

Reference: TransCanada, Application, Paragraph 79, Page 19 of 24 (PDF page 23 of 28), A97476-2

Preamble: In the reference, TransCanada states that the resulting revenues and operational costs related to short-haul FT contracts from Parkway would be similar to those resulting from short-haul FT contracts from NBJ. However, substantially more new facilities would be required to accommodate an additional 670 TJ/d of Parkway receipt contracts than NBJ receipt contracts. TransCanada submits that approximately $2.2 billion of additional facilities may be required in the Eastern Triangle to accommodate 670 TJ/d of Parkway receipts; for a potential total cost of service savings of approximately $5.1 billion over the contract period for the NBJ receipt scenario.

Request:

a) Provide the estimated cost of additional facilities and the estimated cost of service impacts over the contract period for the additional facilities required as a result of offering the associated FT contracts for NBJ LTFP service. Include a list of significant additional facilities and locations.

b) Explain the methodology used to determine the cost of additional facilities that may be required and the methodology used to determine the potential total cost of service savings.

c) Clarify whether the total cost of service savings of approximately $5.1 billion are the total costs for the Parkway receipt facilities that would be required, or relative savings compared to the costs described in response to a).

d) Provide an explanation for why substantially more new facilities would be required to accommodate an additional 670 TJ/d of Parkway receipt contracts than NBJ receipt contracts.

Response:

a) The facilities required to provide capacity to serve the Associated FT Contracts are shown in Table NEB 1.3-1. These facilities are required to serve the FT requirements regardless of whether the applicable FT volumes are received from NBJ or from Parkway to reach the requested delivery points. The total cost of service impacts over

the NBJ LTFP Contracts period for the facilities listed in Table NEB 1.3-1 is approximately $826 million.

Table NEB 1.3-1: Facilities Required to Serve Associated FT Contracts

Company	Facility Location	Facility	Cost Estimate ($ Million)
TransCanada	Station 148.	Compressor unit addition.	80
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM)	New site located between TransCanada Station 148 and TQM Lachenaie compressor station.	Two compressor unit additions.	120
TQM	Lachenaie compressor station.	Two compressor unit additions.	120
TQM	East Hereford Compressor Station.	Compression power upgrade of the East Hereford A1 plant.	10

Incremental facilities to those listed in Table NEB 1.3-1, totaling approximately $2.2 billion of capital costs, would have been required had these market requests been for service from Parkway. See the response to part d) for a description of those incremental facilities.

b) The facility costs are based on high level cost estimates developed from an analysis of recent projects in the area. The total cost of service savings of approximately $5.1 billion is an estimate of the total cost of service over the contract period for the incremental facilities required in the Eastern Triangle described in the response to part d), with the following assumptions:

- the incremental facilities costs are escalated by an annual inflation factor of 2% to the estimated 2021 in-service date.
- Municipal Tax and Operating costs including all OM&A are assumed to be 1% of Gross Plant In Service (GPIS) and escalated by an annual inflation factor of 2% over the contract period.
- the return on equity, return on debt, income tax, and depreciation rates are based on those included in the RH-001-2018 Application.
- Capital Cost Allowance (CCA) treatment is based on approved rates in effect for the period as known at this time.

c) The total cost of service savings of approximately $5.1 billion represents the cost of service impact of the incremental Parkway receipt facilities described in the response to part d), which have a total capital cost of $2.2 billion. For clarity, the cost of service impact of $826 million for the facilities listed in the response to part a) would also occur in the Parkway receipt scenario, such that the associated cost of service of $826 million would be incurred in addition to the $5.1 billion total cost of service associated with the Parkway receipt facilities.

d) The same 670 TJ/day of contracts with receipt at Parkway rather than NBJ would require the addition of substantially more facilities to enable TransCanada to receive the gas at Parkway and transport it to the delivery points specified in the Associated FT Contracts. In addition to the facilities identified in response to a), four more compressor units and approximately 107 km of NPS 42 loop would also be required to address capacity constraints out of the Parkway area. The total capital cost of these incremental facilities is estimated at $2.2 billion, which results in an estimated cost of service savings of $5.1 billion over the term of the Associated FT Contracts.

IR Number: NEB 1.4

Category: Tolling Matters

Topic: Net Benefits of NBJ LTFP to the Mainline

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 75, Page 18 of 24 (PDF page 22 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Application, Paragraph 74, Page 18 of 24 (PDF page 22 of 28), A97476-2
iii) TransCanada, Dawn LTFP Application, Paragraph 81, Page 22 of 29 (PDF page 26 of 33), A82887-2

Preamble:

In reference i), TransCanada submits that due to incremental flows associated with NBJ LTFP, some operational costs are expected to be incurred, including increases in carbon levies, additional compressor overhaul costs and fuel tax. In total, incremental operational costs are estimated at $502 million during the terms of the NBJ LTFP contracts.

In reference ii), TransCanada submits that conversion of existing long-haul FT contracts to NBJ LTFP contracts will reduce FT revenues by $163 million between 2019 and 2021.

In reference iii), TransCanada submitted that some of the Dawn Long Term Fixed Price (Dawn LTFP) contracts may displace FT contracts from Empress to Emerson on a short-term basis.

Request:

a) Provide the methodologies used to determine the carbon levy, compressor overhaul and fuel tax costs.

b) Provide an explanation for why TransCanada does not expect NBJ LTFP contracts to displace any other FT contracts, beyond the converted FT contracts. Include a comparison to the FT contract displacement that was anticipated as part of Dawn LTFP.

Response:

a) Carbon levy costs were estimated by determining incremental combustion emissions on the TransCanada system and multiplying by a carbon price for each province. Combustion emissions were determined by estimating incremental compressor fuel consumption, converted to a CO_2 equivalent (CO_{2e}).

The federal government announced that in 2019 it will begin imposing a carbon pricing system for jurisdictions that do not have a provincial carbon pricing framework. Carbon prices for Saskatchewan, Manitoba and Ontario were therefore

based on the Government of Canada's federal carbon pricing system. The carbon pricing was estimated, per the Government of Canada's carbon pricing system, at a price of $\$20/tCO_{2e}$ in 2019, rising by $\$10/tCO_{2e}$ per year until it reaches $\$50/tCO_{2e}$ in 2022, and continuing at this level for the remaining term of NBJ LTFP Contracts.

TransCanada estimated the incremental compressor overhaul costs with NBJ LTFP based on forecast increased compressor utilization as a result of increased throughput associated with the NBJ LTFP Contracts. The resulting capital costs were amortized over 13 years to determine the annual cost of service impact presented in Table 2-5 of the Application.

Fuel sales tax is incurred on the natural gas consumed by TransCanada's compressor stations located in the provinces of Saskatchewan and Manitoba. The fuel sales tax cost estimates are based upon the fuel consumed within each Province, the current provincial tax rates and a forecast Empress gas price.

b) Other than the converted contracts included in Table 2-5 of the Application, TransCanada does not expect NBJ LTFP to displace any other FT contracts. Unlike Dawn LTFP that serves a market hub and storage facility that could also be served via Mainline service to Emerson, NBJ LTFP and Associated FT contracts are serving end markets that would be served by short-haul FT only or may have otherwise bypassed the Mainline entirely without NBJ LTFP.

IR Number: NEB 1.5

Category: Tolling Matters

Topic: Dawn LTFP Flow-Split

Reference:

i) TransCanada, Application, Paragraph 6, Page 1 of 24 (PDF page 5 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Dawn LTFP Application, Paragraph 73, Page 20 of 29 (PDF page 24 of 33), A82887-2
iii) TransCanada, Dawn LTFP Application, Paragraph 72, Page 20 of 29 (PDF page 24 of 33), A82887-2
iv) TransCanada, Dawn LTFP, Response to NEB IR 1.4, Page 2 of 4 (PDF page 19 of 40), A5Q1Z1

Preamble:

In reference i), TransCanada states that in addition to an NBJ LTFP contract, NBJ LTFP shippers will also hold a corresponding long-term FT contract from the NBJ receipt point to diverse Mainline markets. In reference ii), TransCanada submitted that it determined that contracting for 750 TJ/d on the Southern Route along with 750 TJ/d on the Northern Route was the optimal combination to meet the Dawn LTFP service obligations.

In reference iii), TransCanada submitted that the Barrie Line (from NBJ to Parkway) was the limiting section for the Northern Route in light of existing contractual obligations through to Parkway. Given the Barrie Line summer capacity limitations, the Northern Route was limited to approximately 750 TJ/d.

In reference iv), TransCanada submitted that it evaluated the constraint on the Barrie Line and identified that the capability limitation was the result of Mainline compressor station 119, which could not be restored prior to the commencement of Dawn LTFP service.

Request:

a) Confirm that the Barrie Line constraint has been removed.

b) Explain whether NBJ LTFP and the associated FT contracts will result in additional Dawn LTFP-related Transportation by Others costs. Indicate whether the Dawn LTFP flow-split indicated in reference ii) will change as a result of NBJ LTFP service and associated FT contracts.

c) Explain how TransCanada considered the Dawn LTFP flow-split, and minimizing Mainline costs, in offering the NBJ LTFP service and associated FT contracts.

Response:

a) The Barrie Line constraint identified in reference iv) is expected to be addressed by November 2019 when the piping modifications at Station 119 are placed into service.

b) and c)

TransCanada does not require additional TBO arrangements to provide NBJ LTFP, such that there are no additional Dawn LTFP related TBO costs. The Northern Ontario Line has sufficient capacity to transport the NBJ LTFP Contracts while continuing to serve existing contractual requirements, including Dawn LTFP related flows.

TransCanada's TBO arrangements will be reviewed ahead of contracting decision deadlines, which in the case of Dawn LTFP related TBO contracts will first occur around November 1, 2019 for capacity effective November 1, 2020. Among other things, this review will consider aggregate contract and throughput forecasts, including those associated with NBJ LTFP, flow paths and system costs including TBO.

IR Number: NEB 1.6

Category: Tolling Matters

Topic: Secondary Receipt Points

Reference: TransCanada, Application, Paragraph 54, Page 11 of 24 (PDF page 15 of 28), A97476-2

Preamble: In the reference, TransCanada states that the service provides access to Secondary Receipt Points at Bayhurst 1 and Suffield 2 at the same priority level as alternate receipt points, with scheduling subject to available capacity. TransCanada states that these two receipt locations are in close proximity to Empress and the flexibility to receive gas on a secondary basis at these two points was requested by prospective NBJ LTFP shippers.

Request: Provide an explanation for how the Secondary Receipt Points at Bayhurst 1 and Suffield 2 provide flexibility to receive gas on a secondary basis. Include an overview of the gas supply and infrastructure connecting to those points.

Response:

Prospective NBJ LTFP shippers sought flexibility as part of the negotiations, which ultimately led to the agreed-to Secondary Receipt Point provisions. As an alternative to receiving gas at Empress on any day, an NBJ LTFP shipper will be able to submit a nomination to request service from the Secondary Receipt Point locations of Bayhurst 1 or Suffield 2. Secondary Receipt Point nominations will be treated at the same priority level as alternate receipt point nominations for FT service, with scheduling subject to available capacity. if it so chooses. Such nomination will be treated in the same manner from a TransCanada scheduling priority perspective as that of a hypothetical Empress to NBJ FT shipper requesting an Alternate Receipt Point at either Bayhurst 1 or Suffield 2 through its nomination (i.e. both nominations would be given equal priority, but would not necessarily be treated at firm priority).

Bayhurst 1 is an interconnection point with TransGas, with gas supply from Alberta and/or Saskatchewan sources able to access the Mainline. Suffield 2 is an interconnection point with the Suffield Transmission System, with gas supply from southern Alberta sources able to access the Mainline. As such, Bayhurst 1 and Suffield 2 provide alternative access to Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) supply to that accessible through the NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) System at Empress. Due to the geographic proximity of Empress, Bayhurst 1 and Suffield 2, gas received into the Mainline from these points under NBJ LTFP make use of substantially the same Western Mainline infrastructure.

IR Number: NEB 1.7

Category: Tolling Matters

Topic: Market Impacts

Reference:
i) TransCanada, Application, Paragraph 53, Page 11 of 24 (PDF page 15 of 28), A97476-2
ii) TransCanada, Application, Paragraph 74, Page 18 of 24 (PDF page 22 of 28), A97476-2
iii) TransCanada, Application, Table 2-4, Page 12 of 24 (PDF page 16 of 28), A97476-2
iv) National Energy Board, RH-003-2017 Reasons for Decision, Section 3, Page 25 of 32 (PDF page 26 of 32), A88125-1

Preamble: In reference i), TransCanada states that NBJ LTFP does not provide diversion or alternate receipt point rights, as these features would make it possible for shippers to serve other markets along the Mainline that would otherwise be served using FT service, which would negatively impact Mainline revenues.

In reference ii), TransCanada states that a portion of the NBJ LTFP contracts are being converted from existing long-haul FT contracts. In reference iii), TransCanada lists the attributes of FT service, which include alternate diversion and receipt point rights.

In reference iv), the Board stated that it considered the impacts of Dawn LTFP service on the Emerson market.

Request: Provide a discussion of potential market impacts, including on the Emerson market, that TransCanada expects could arise as a result of offering NBJ LTFP service without diversion or alternate receipt point rights. If TransCanada does not expect any significant market impacts, provide an explanation.

Response:

TransCanada believes NBJ LTFP service directionally increases liquidity at NBJ, to the benefit of Western Mainline and Eastern Triangle shippers, and impacts the market by increasing market access for WCSB gas, allowing WCSB producers to compete with other basins in supplying eastern markets.

NBJ LTFP is not expected to displace any contract that would otherwise be used to Emerson or have been available to be diverted on the secondary market to Emerson or other points on the Western Mainline. As such, the conversion of long-haul FT contracts into NBJ LTFP

Contracts and the attraction of new NBJ LTFP Contracts is not expected to impact any markets on the Western Mainline. Conversion NBJ LTFP Contracts will retain those volumes on a long-term firm basis and will continue to serve the same markets they currently serve. Absent NBJ LTFP, those volumes would be expected to convert to short-haul service. Similarly, gas associated with new service NBJ LTFP Contracts that are incremental to the Mainline would not likely have been transported on the Western Mainline in the absence of this offering. TransCanada continues to offer capacity to points on the Western Mainline under the existing suite of Mainline services. The availability of capacity, combined with existing contracts to Western Mainline delivery points, ensures gas supplies are available to those markets without adverse impacts.

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 7

345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9
energiesaguenay.com

Projet Gazoduq

Description détaillée de projet

Janvier 2020









Présentée à :

L'Agence d'évaluation d'impact du Canada

gazoduq

GAZODUQ INC.

Projet Gazoduq

Ce document est la version originale en français de la description détaillée de projet. En cas de divergence entre la version officielle en français et la traduction en anglais de ce document, la version originale en français prévaudra.

Glossaire

Avis de projet	Un document que le promoteur a déposé au ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques le 20 novembre 2018, qui décrit les caractéristiques générales du Projet de la même manière que la Description de projet préalable à la demande déposée à l'Office national de l'énergie à la même date.
Corridor d'étude	La zone délimitée proposée dans laquelle différentes variantes de tracé ont été analysées. Le Corridor d'étude est présenté à l'annexe G.
Description de projet préalable à la demande (DPPD)	Un document préliminaire que le promoteur a déposé en date du 20 novembre 2018, sous l'ancien régime réglementaire à l'Office national de l'énergie, qui décrit les caractéristiques générales du Projet équivalant à l'Avis de projet déposé au MELCC à la même date.
Description détaillée de projet (DDP)	La Description détaillée de projet contient des renseignements à jour sur le Projet et un avis (réponses) indiquant la façon dont le promoteur entend répondre au sommaire des questions fourni par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, tel que prescrit par la *Loi sur l'évaluation d'impact* et le *Règlement sur les renseignements et la gestion des délais*.
Description initiale de projet (DIP)	La description initiale de projet correspond à la description initiale déposée à l'Agence d'évaluation d'impact du Canada en octobre 2019, par le promoteur, en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact*, qui comprend les exigences en matière de renseignements énoncées dans le *Règlement sur les renseignements et gestion des délais* relativement au Projet.
Énergie Saguenay	Le projet Énergie Saguenay présentement développé par GNL Québec inc. est un futur complexe de liquéfaction, d'entreposage et d'exportation de gaz naturel liquéfié près de Saguenay, Québec.
Fichier de formes	Le format fichier de formes (shapefiles) contient des informations géométriques de localisation et d'attributs des entités géographiques.
Gazoduq inc. (Gazoduq)	Gazoduq est une société constituée au Québec en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (RLRQ c S-31.1) et dont l'actionnaire est une société en commandite formée d'investisseurs possédant une vaste expérience reconnue mondialement dans la conception, le développement, la construction et l'exploitation de conduites de transport de gaz naturel, ainsi qu'une solide expertise en matière de financement. Elle est le promoteur du Projet Gazoduq.
Groupe autochtone	L'expression « groupe autochtone » est utilisée par la Couronne dans sa correspondance avec Gazoduq au sujet de la consultation. Cette même expression est d'ailleurs utilisée dans la *Loi sur l'évaluation d'impact*, par exemple lorsque la loi fait référence à la consultation de « tout groupe autochtone qui peut être touché par la réalisation du projet » (article 12 de la *Loi sur l'évaluation d'impact*). Gazoduq s'efforce donc d'utiliser cette expression dans sa correspondance et dans les documents déposés en vertu de la Loi, y compris dans la description initiale d'un projet désigné et dans la description détaillée d'un projet désigné. Toutefois, pour désigner un groupe autochtone en particulier, Gazoduq utilise le nom de ce groupe autochtone tel qu'il figure sur la liste fournie par la Couronne. L'expression « communautés autochtones » est utilisée dans la description initiale de projet, le plus souvent pour désigner la localité où vivent les membres d'un groupe autochtone spécifique. Il y a également lieu de souligner que l'expression « communauté autochtone » est l'expression plus généralement employée au Québec (en français), notamment dans la *Loi sur la qualité de l'environnement* et les règlements adoptés en vertu de celle-ci.

Projet	Le Projet Gazoduq consiste en la construction et l'exploitation d'une conduite de transport de gaz naturel de plus de 780 km entre le nord-est de l'Ontario et le Saguenay, Québec. Le Projet fournira du gaz naturel de l'Ouest canadien à sa principale cliente, GNL Québec, pour leur projet Énergie Saguenay, une future usine de liquéfaction de gaz naturel.
LIDAR	Abréviation de l'anglais « light detection and ranging » (détection et estimation de la distance par la lumière). Capteur actif qui mesure le temps de propagation aller et retour d'un faisceau lumineux émis par un laser pour déterminer la position et la distance d'une cible par rapport à l'émetteur. Le LIDAR permet de mesurer des distances et de détecter ou de localiser les constituants des milieux rencontrés par le faisceau lumineux.
Tracé privilégié	Le tracé dans le Corridor d'étude qui sera privilégié d'un point de vue environnemental, social, économique et technique.
Zone d'aménagement privilégiée (ZAP)	Dans le cadre de son processus de sélection du tracé privilégié, Gazoduq a défini une Zone d'aménagement privilégiée, qui a une largeur moyenne variable d'environ 400 mètres, à partir du Corridor d'étude. La ZAP est présentée à l'annexe G.

Abréviations

ACEE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
AEIC	Agence d'évaluation d'impact du Canada
AEMQ	Association de l'exploitation minière du Québec
AMQ	Association minière du Québec
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
CO	Monoxyde de carbone
CO_2	Dioxyde de carbone
CPTAQ	Commission de protection du territoire agricole du Québec
DIP	Description initiale de projet
DDP	Description détaillée de projet
DPPD	Description de projet préalable à la demande
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNLQ	GNL Québec inc.
ha	Hectare
IDDPNQL	Institut de développement durable des Premières Nations du Québec et du Labrador
Km	Kilomètre
kt	Kilotonne
MELCC	Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MRC	Municipalité régionale de comté
MTD	Mise en œuvre des meilleures technologies disponibles
MP	Matières particulaires
NOx	Oxydes d'azote
ONÉ	Office national de l'énergie
PGU	Plan de gestion des urgences
PMU	Plan de mesures d'urgence
PPE	Plans de protection de l'environnement
REC	Régie de l'énergie du Canada
RNCan	Ressources naturelles Canada
SAURTT	Savoir autochtone et l'utilisation traditionnelle des terres et des ressources
SIDAIT	Système d'information sur les droits ancestraux et issus de traités
SCADA	Système de contrôle et d'acquisition de données
SO_2	Dioxyde de soufre
UPA	Union des producteurs agricoles du Québec

ZAP	Zone d'aménagement privilégiée
ZEC	Zones d'exploitation contrôlée

Table des matières

GLOSSAIRE ..... **II**
ABRÉVIATIONS ..... **IV**
TABLE DES MATIÈRES ..... **VI**
LISTE DES TABLEAUX ..... **IX**
TABLE DES ILLUSTRATIONS ..... **IX**
PIÈCE JOINTE ..... **X**
LISTE DES ANNEXES ..... **X**
PRÉAMBULE **1**
A RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX À JOUR **3**
1 NOM DU PROJET, SECTEUR ET EMPLACEMENT PROJETÉ **3**
2 RENSEIGNEMENTS SUR LE PROMOTEUR **3**
B DÉMARCHES DE CONSULTATION **4**
3 INFORMATION ET PROCESSUS DE CONSULTATION **4**
3.1 Objectifs généraux de la démarche d'information et de consultation des parties prenantes 4
3.2 Conception de la démarche d'information et de consultation 5
3.3 Portée géographique de la démarche 5
3.4 Identification des parties prenantes 5
3.5 Activités d'information et de consultation menées à ce jour 6
3.6 Principaux enjeux et préoccupations soulevés 8
3.7 Consultation avec les autorités et les représentants gouvernementaux 8
3.7.1 Fédéral *9*
3.7.2 Québec *9*
3.7.3 Ontario *10*
3.8 Étapes à venir 10
4 APPROCHE DE PARTICIPATION ET DE CONSULTATION AUPRÈS DES GROUPES AUTOCHTONES. **11**
4.1 Phase de planification du Projet 11
4.2 Phase de planification - Dépôt de la Description du projet préalable à la demande 12
4.2.1 Québec *12*
4.2.2 Ontario *13*
4.3 Liste des groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le Projet préparée par la Couronne 13
4.4 Identification de la ZAP et réalisation des inventaires sur le terrain 14
4.5 Identification et description sommaire des groupes autochtones 15
4.5.1 Québec *15*
4.5.2 Ontario *15*
4.6 Activités de consultation menées à ce jour 15
4.6.1 Envoi d'information par Gazoduq aux groupes autochtones *16*
4.6.2 Faits saillants provenant des consultations avec les groupes autochtones *17*
4.7 Étapes à venir 27
5 ÉTUDES ET PLANS OU ÉVALUATIONS RÉGIONALES **28**
6 ÉVALUATION STRATÉGIQUE EN VERTU DE L'ARTICLE 95 DE LA *LOI SUR L'ÉVALUATION D'IMPACT* **30**

C RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET 31

7 RAISON DÊTRE, NÉCESSITÉ ET AVANTAGES POTENTIELS DU PROJET 31

8 DISPOSITIONS APPLICABLES AU PROJET 32

9 ACTIVITÉS, INFRASTRUCTURES ET STRUCTURES ET OUVRAGES, PERMANENTS OU TEMPORAIRES 32

9.1 COMPOSANTES PRINCIPALES 32
9.2 ACTIVITÉS DE LA PHASE DE PLANIFICATION ET DE CONCEPTION 34
9.3 ACTIVITÉS DE LA PHASE DE CONSTRUCTION 34
9.4 ACTIVITÉS DE LA PHASE D'EXPLOITATION 35
9.5 DÉSAFFECTATION ET FERMETURE 36

10 CAPACITÉ DE PRODUCTION MAXIMALE 36

11 CALENDRIER DU PROJET 36

12 OPTIONS ET SOLUTIONS DE RECHANGE POTENTIELLES 36

12.1 SOLUTIONS DE RECHANGE POTENTIELLES À LA RÉALISATION DU PROJET 37
12.1.1 L'Axe Sud 38
12.1.2 L'Axe Central 38
12.1.3 L'Axe Nord 38
12.2 MISE EN ŒUVRE DES MEILLEURES TECHNOLOGIES DISPONIBLES (MTD) 39
12.3 SOLUTIONS DE RECHANGE POTENTIELLES AU PROJET 40

D RENSEIGNEMENTS SUR L'EMPLACEMENT 41

13 EMPLACEMENT PROJETÉ DU PROJET 41

13.1 COORDONNÉES GÉOGRAPHIQUES 41
13.2 PLANS DU SITE 42
13.3 DESCRIPTION OFFICIELLE DU TERRAIN 42
13.4 PROXIMITÉ DES COMMUNAUTÉS LOCALES 42
13.5 PROXIMITÉ DES GROUPES AUTOCHTONES 44
13.6 PROXIMITÉ DES TERRITOIRES DOMANIAUX 47

14 MILIEU BIOLOGIQUE ET PHYSIQUE DE L'EMPLACEMENT 47

15 CONTEXTE SANITAIRE, SOCIAL ET ÉCONOMIQUE 48

15.1 SANTÉ 48
15.2 SOCIAL 49
15.3 ÉCONOMIE 51
15.3.1 Ontario 51
15.3.2 Abitibi-Témiscamingue 51
15.3.3 Mauricie 52
15.3.4 Saguenay−Lac-Saint-Jean 52

E PARTICIPATION FÉDÉRALE, PROVINCIALE, TERRITORIALE, AUTOCHTONE ET MUNICIPALE 53

16 APPUI FINANCIER 53

17 TERRITOIRES DOMANIAUX 53

18 INSTANCES QUI DÉTIENNENT DES ATTRIBUTIONS RELATIVEMENT À UNE ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX DU PROJET 53

18.1 FÉDÉRAL 53
18.2 PROVINCIAL 53
18.2.1 Québec 53
18.2.2 Ontario 54

18.3 MUNICIPAL 54

F EFFETS ENVIRONNEMENTAUX POTENTIELS 55

19 CHANGEMENTS QUI RELÈVENT DE LA COMPÉTENCE LÉGISLATIVE DU PARLEMENT 55

20 MODIFICATIONS AU NIVEAU DES TERRAINS DOMANIAUX, DES AUTRES PROVINCES ET À LÉTRANGER 57

20.1 TERRAINS DOMANIAUX ET AUTRES PROVINCES 57
20.2 À L'ÉTRANGER 57

21 RÉPERCUSSIONS POTENTIELLES SUR LES PEUPLES AUTOCHTONES 57

22 CHANGEMENTS POTENTIELS AUX CONDITIONS SANITAIRES, SOCIALES OU ÉCONOMIQUES DES PEUPLES AUTOCHTONES 58

23 ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE 59

24 DÉCHETS ET ÉMISSIONS 60

24.1 DÉCHETS 60
24.2 ÉMISSIONS 61

G RÉSUMÉ 63

H RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES REQUIS POUR LES PROJETS RÉGLEMENTÉS EN VERTU DE LA *LOI SUR LA RÉGIE CANADIENNE DE L'ÉNERGIE* 64

1 ÉLÉMENTS DE CONCEPTION DU PROJET 64

2 APPROCHE EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ PUBLIQUE ET GÉRANCE DE L'ENVIRONNEMENT 64

3 MESURES D'URGENCE 66

3.1 PRÉPARATION AUX URGENCES ET INTERVENTION D'URGENCE - PHASE DE CONSTRUCTION 66
3.2 IDENTIFICATION DES RISQUES 66
3.3 PLAN DE GESTION DES URGENCES – PHASE D'EXPLOITATION 66
3.4 SYSTÈME DE GESTION DES INCIDENTS 67
3.5 LIAISON AVEC LES ORGANISMES IMPLIQUÉS DANS UNE URGENCE 67
3.6 COMMUNICATION AVEC LE PERSONNEL IMPLIQUÉ DANS LES SITUATIONS D'URGENCE 67
3.7 PROGRAMME D'INFORMATION 67
3.8 FORMATION ET EXERCICES 67

4 TRANSPARENCE DE LA SURVEILLANCE ET DE L'EXÉCUTION DES CONDITIONS ET DES ENGAGEMENTS 68

4.1 CONFORMITÉ AUX CONDITIONS 68
4.2 SUIVI DES ENGAGEMENTS 69

5 PROCESSUS DE RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS 69

RÉFÉRENCES 70

Liste des tableaux

Tableau 5-1: Liste préliminaire des études et des plans fédéraux 29
Tableau 9-1: Le gazoduc 32
Tableau 9-2 : Postes de compression 33
Tableau 9-3 : Poste de mesurage 33
Tableau 9-4 : Vannes de sectionnement 33
Tableau 9-5 : Installations d'inspection de la conduite 34
Tableau 9-6 : Équipements connexes 34
Tableau 11-1 : Points saillants du calendrier de Projet 36
Tableau 13-1 : Coordonnées préliminaires des principales composantes du Projet 42
Tableau 13-4: Proximité des communautés locales 43
Tableau 13-5: Proximité de groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet à la ZAP 45
Tableau 15-1 : Aperçu des indicateurs sociaux de la santé (%) par région administrative 49
Tableau 15-2 : Grande affectation du territoire dans le Corridor d'étude 50
Tableau 19-1: Changements potentiels sur les composantes environnementales 56

Table des illustrations

Figure 12-1 : Axes alternatifs considérés 37

Pièce jointe

Pièce jointe 1 : Réponses au sommaire des questions

Liste des annexes

Annexe A : Enjeux soulevés dans le cadre de la démarche d'information et de consultation des parties prenantes

Annexe B : Parties prenantes

Annexe C : Communiqués de presse – Annonce

Annexe D : Carte – Groupes autochtones consultés pour le Projet

Annexe E : Groupes autochtones consultés pour le Projet

Annexe F: Échange d'information entre Gazoduq et les groupes autochtones

- Annexe F-1: Résumé des envois d'information de Gazoduq aux groupes autochtones consultés pour le Projet
- Annexe F-2: Commentaires reçus – extraits de la Description détaillée de projet

Annexe G : Cartes – Zone d'aménagement privilégiée

Annexe H : Compilation des lots privés dans la ZAP

Annexe I : Régions écologiques du Corridor d'étude

Annexe J : Cartes – Eaux souterraines

Annexe K : Espèces d'intérêt pour la conservation

Annexe L : Aires protégées légalement désignées comprises dans le Corridor d'étude

Annexe M : Éléments biophysiques dans la ZAP

Annexe N : Cartes – Infrastructures municipales

Annexe O : Cartes – Services

Annexe P : Cartes – Réseaux de transport et énergétiques

Annexe Q : Liste préliminaire des autorisations pour le Projet

Préambule

Gazoduq propose d'implanter un nouveau gazoduc reliant le réseau principal de transport de gaz naturel existant de TC Énergie (anciennement TransCanada Corporation) dans le nord-est de l'Ontario au futur complexe de liquéfaction, d'entreposage et d'exportation de gaz naturel à Saguenay, Québec (Énergie Saguenay), et offrant la possibilité de fournir des services de transport aux entreprises de distribution locales (ci-après, le Projet Gazoduq ou le Projet).

Les premières analyses de faisabilité du gazoduc ont commencé en 2014. Trois axes d'implantation ont par la suite été identifiés. À la fin de 2017, les responsables du Projet ont pris la décision de prévoir l'alimentation de la future conduite en gaz naturel 100 % canadien. Cela a mené, au début de 2018, à la sélection d'un des axes. Par la suite, un Corridor d'étude a été déterminé dans cet axe. Le Corridor d'étude, d'une largeur variable entre 30 km à 60 km, a été délimité, entre autres, afin d'éviter les aires de répartition du caribou des bois, le lac Abitibi, le réservoir Gouin, le lac St-Jean et suite à des échanges avec le Grand Conseil des Cris (Eeyou (Istchee)/Gouvernement de la Nation Crie, les territoires de chasse traditionnels des familles cries (souvent appelés terrains de trappage) situés au Québec.

En novembre 2018, Gazoduq a annoncé publiquement le Projet et a également initié des démarches d'examen réglementaires en déposant le 20 novembre 2018, une Description de projet préalable à la demande (DPPD)[1] auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) conformément aux directives de l'ONÉ et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) disponibles publiquement au moment dudit dépôt[2]. Gazoduq a au même moment, fourni un Avis de projet auprès du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) afin d'amorcer la procédure provinciale d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement du Projet au Québec.

En avril 2019, Gazoduq a annoncé qu'une zone d'aménagement privilégiée (ZAP) avait été définie dans le Corridor d'étude. Les informations relatives à la ZAP ont été transmises à l'ONÉ en date du 23 avril 2019 à titre de mise à jour de la DPPD fournie en novembre 2018[3]. La ZAP évite la grande majorité des zones potentiellement sensibles dans le Corridor d'étude, y compris, en particulier, les lacs, les parcs, les aires connues de protection de l'approvisionnement municipal en eau potable, les habitats fauniques désignés par les gouvernements fédéral et provincial, ainsi que les aires protégées désignées.

En juin 2019, Gazoduq a précisé l'emplacement de raccordement du gazoduc avec le réseau principal de TC Énergie. Il sera situé à environ 4 km au sud du poste de compression existant à Ramore, en Ontario. Une lettre à cet effet a été transmise à l'ONÉ en date du 27 juin 2019[4].

Gazoduq continuera à peaufiner le tracé privilégié du gazoduc en fonction de ses consultations avec les groupes autochtones, les parties prenantes et les autorités gouvernementales, et en tenant compte des résultats des travaux sur le terrain, des évaluations environnementales et socio-économiques, de même que de l'évolution de la conception technique du Projet.

Le 10 octobre 2019, la Description initiale de projet (DIP) a été soumise à l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (AEIC) en vertu de la nouvelle réglementation en vigueur depuis le 28 août

[1] Veuillez vous référer au dépôt A95939 à l'ONÉ.

[2] En novembre 2018, l'échéancier de ratification et de l'applicabilité du projet de loi C-69 n'était pas encore confirmé. (Projet de loi C-69 *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact* et la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, modifiant la *Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*).

[3] Veuillez vous référer au dépôt A99015 à l'ONÉ.

[4] Veuillez vous référer au dépôt C00168 à l'ONÉ.

2019[5] et conformément au *Règlement sur les renseignements et la gestion des délais*. De plus, elle comprend des renseignements déjà présentés dans la DPPD soumise en novembre 2018 à l'ONÉ, en vertu de l'ancien régime réglementaire. La DIP comprend également des mises à jour de certains renseignements en raison de l'avancement du Projet.

Le 22 octobre 2019, l'AEIC a accepté la DIP du Projet proposé par Gazoduq et a invité le public et les groupes autochtones à prendre connaissance de la DIP et à lui faire part de leurs commentaires sur le Projet. Cette consultation a eu lieu du 22 octobre au 22 novembre 2019. Le 29 novembre 2019, l'AEIC a fourni à Gazoduq un sommaire des questions qui résume de manière générale les commentaires qu'elle a reçus lors de la période de consultation.

Conformément à la *Loi sur l'évaluation d'impact* et au *Règlement sur les renseignements et la gestion des délais*, Gazoduq soumet par la présente sa Description détaillée de projet (DDP) qui contient des renseignements mis à jour sur le Projet depuis le dépôt de sa DIP ainsi que des réponses (« avis » en vertu de la loi) au sommaire des questions fourni par l'AEIC qui indiquent comment elle entend aborder ces questions.

Dans le cadre de l'évaluation d'impact intégrée par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (AEIC) et la Régie de l'énergie du Canada (REC), Gazoduq verra à présenter les renseignements exigés par les lois et les règlements applicables en vigueur en français (version officielle). Gazoduq verra également à fournir une traduction non-officielle en anglais. Toutefois, en cas de divergence entre les deux versions, la version française prévaudra.

Conformément aux nouvelles lois récemment adoptées ainsi qu'aux règlements qui s'y rattachent, Gazoduq prévoit présenter pour examen l'évaluation d'impact de son projet à l'AEIC au cours du printemps de 2020.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises d'ici le troisième trimestre de 2021, Gazoduq prévoit de prendre une décision finale d'investissement et commencer la construction fin 2021 / début 2022. Le début de la phase de construction ne peut pas être retardé sans affecter considérablement le calendrier de Projet. Le succès du Projet repose sur la mise en service du gazoduc et des postes de compression au cours du quatrième trimestre de 2024. Cela nécessitera un calendrier d'exécution et d'approbation du Projet étroitement contrôlé, mais néanmoins réalisable.

[5] La Loi édictant la *Loi sur l'évaluation d'impact* et la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, modifiant la *Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois* a reçu la sanction royale le 21 juin 2019 et est entrée en vigueur le 28 août 2019.

A Renseignements généraux à jour

Le promoteur du Projet, Gazoduq inc. (Gazoduq), est une société constituée dans la province de Québec dont l'actionnaire est une société en commandite pour laquelle les investisseurs cumulent une vaste expérience mondiale en conception, développement, construction et exploitation de gazoducs et également une solide expertise en financement.

1 Nom du projet, secteur et emplacement projeté

Nom du projet	Projet Gazoduq
Type / secteur	Gazoduc interprovincial / Projet de transport linéaire
Emplacement projeté	Nord-est de l'Ontario à Saguenay, Québec (voir section C pour plus d'informations sur l'emplacement du Projet)

2 Renseignements sur le promoteur

Nom	Gazoduq inc.
Coordonnées	info@gazoduq.com 1 833 228-6382
Adresse légale	1, Place Ville-Marie, bureau 4000 Montréal (Québec) H3B 4M4
Représentante principale	Carolina Rinfret Directrice principale affaires juridiques et réglementaires
Coordonnées	crinfret@gazoduq.com 438 320-2946

B Démarches de consultation

3 Information et processus de consultation

Gazoduq adhère à des valeurs solides et des principes éthiques fondamentaux, dont, en premier lieu, le respect. Gazoduq encourage un dialogue transparent, continu et constructif, qui prend en considération l'impact sur les communautés locales et groupes autochtones. Elle garde à l'esprit ce qui est équitable pour les parties prenantes dans chacune de ses décisions.

3.1 Objectifs généraux de la démarche d'information et de consultation des parties prenantes

La démarche d'information et de consultation de Gazoduq a été conçue afin d'atteindre des objectifs alignés avec ses valeurs et son approche :

- mener des activités de consultation, dès le stade préliminaire du Projet, afin de recueillir les commentaires, questions ou préoccupations des communautés et pouvoir prendre en considération ceux-ci dans la conception, dans les décisions relatives à la localisation des installations et dans l'identification de mesures d'atténuation qui pourraient s'avérer nécessaires
- identifier les parties prenantes susceptibles d'être touchées par le Projet
- fournir des informations factuelles et claires sur le Projet pour faciliter la participation éclairée des parties prenantes
- mettre en place et offrir divers canaux de communication pour rendre les informations facilement accessibles aux parties prenantes et pour faciliter la participation de ces dernières au processus d'information et de consultation
- être à l'écoute des commentaires reçus ou enjeux identifiés et en tenir compte, notamment sur et à travers :

  le tracé privilégié de la conduite souterraine de transmission de gaz naturel et l'emplacement des différentes composantes du Projet

  les effets environnementaux et socio-économiques potentiels

  l'identification de mesures d'atténuation des potentiels effets négatifs du Projet

  l'identification de mesures de renforcement, le cas échéant, visant à promouvoir des effets sociaux et économiques positifs
- développer et maintenir un dialogue permanent avec les parties prenantes tout au long des phases de développement du Projet afin d'accroître leurs connaissances du Projet et chercher des solutions, dans la mesure du possible, aux enjeux soulevés
- permettre à toute personne directement ou indirectement concernée par le Projet de rencontrer un représentant de Gazoduq afin d'échanger sur ses questions ou préoccupations et/ou de recevoir des informations supplémentaires
- explorer les moyens par lesquels le Projet pourrait contribuer positivement aux communautés environnantes
- offrir l'occasion aux parties prenantes de participer au processus d'élaboration de la démarche d'information et de consultation et l'adapter selon les considérations exprimées par celles-ci, dans la mesure du possible

3.2 Conception de la démarche d'information et de consultation

Au cours de l'automne 2018, Gazoduq a conçu sa démarche d'information et de consultation, en adéquation avec ses principes fondamentaux, ses valeurs et ses objectifs. La conception de la démarche d'information et de consultation visait à refléter l'engagement de Gazoduq en faveur d'une communication rigoureuse, transparente et diligente avec les parties prenantes concernées et à aborder l'ensemble des aspects de la construction du gazoduc entre le nord-est de l'Ontario et Saguenay. La démarche a été conçue pour tenir compte des particularités régionales, sociales, politiques, économiques et culturelles des communautés consultées et aux parties prenantes concernées et pour s'y adapter. À cet effet, Gazoduq s'est assurée de pouvoir réaliser ses consultations dans la langue de choix des parties prenantes et continuera en ce sens tout au long des consultations à venir. Un souci particulier a également été et est porté au fait de partager des informations aux parties prenantes dans leur langue de choix.

La démarche de Gazoduq a évolué et continuera de le faire en fonction des commentaires partagés par les parties prenantes concernées. À cet effet, Gazoduq a proactivement sollicité et continuera de le faire, une rétroaction auprès de celles-ci, afin d'adapter et de bonifier sa démarche pour mieux répondre aux besoins des parties prenantes.

Cette démarche permettra aussi à améliorer différents aspects du Projet. En effet, les commentaires et préoccupations sont relayés aux responsables de l'équipe du Projet afin d'être pris en considération, étudiés et, lorsque possible, intégrés au Projet. Ce fut par exemple le cas lors de la détermination de la Zone d'aménagement privilégiée (ZAP). Les commentaires reçus et les préoccupations soulevées jusqu'ici dans le cadre de cette démarche sont détaillés à l'annexe A.

Tout au long de la démarche, les parties prenantes ont été et continueront d'être informées de l'avancement du Projet et des activités de consultation via divers canaux de communication (par exemple, communiqués de presse, infolettres, annonces publiques, site Web et médias sociaux).

De plus, les interactions avec l'ensemble des parties prenantes sont rigoureusement consignées et les suivis afférents sont ainsi effectués.

3.3 Portée géographique de la démarche

Gazoduq est sensible au fait que le Projet est géographiquement étendu, étant situé dans deux provinces et traversant quatre régions distinctes :

- Québec
  - Abitibi-Témiscamingue
  - Mauricie
  - Saguenay–Lac-Saint-Jean
- Ontario
  - Nord-Est de l'Ontario

Sensible aux besoins spécifiques de chacune des régions du Québec et de l'Ontario concernées par le Projet, Gazoduq s'est engagée à adopter une approche cohérente et respectueuse tout au long du Projet et de sa démarche d'information et de consultation.

Gazoduq s'assure également de rendre son information accessible au grand public, non seulement dans les deux langues officielles, mais aussi à travers de multiples canaux de communication, tels que le site Web, la ligne téléphonique et l'adresse courriel.

3.4 Identification des parties prenantes

Le processus d'identification des parties prenantes concernées est un processus évolutif auquel contribuent les parties prenantes elles-mêmes, par exemple en identifiant des personnes ou des groupes pouvant être intéressés à participer à la démarche d'information et de consultation. Gazoduq

met régulièrement à jour sa liste de parties prenantes en fonction des commentaires reçus. Les principales catégories de parties prenantes sont, et sans s'y limiter, les autorités gouvernementales, les propriétaires et occupants, les groupes d'intérêt, les groupes environnementaux et organisations non gouvernementales, les groupes socio-économiques, les institutions d'enseignement postsecondaire et le grand public. Un sommaire exhaustif est présenté en annexe B. Les parties prenantes peuvent également s'auto-identifier en écrivant un courriel à info@gazoduq.com ou en appelant au numéro du Projet sans frais : 1 833 228-6382.

3.5 Activités d'information et de consultation menées à ce jour

Pour faciliter la compréhension du Projet et encourager la participation active à son développement, Gazoduq a mis en œuvre ses activités d'information et de consultation de façon graduelle et structurée. Ces activités d'information et de consultation ont été conçues de façon à pouvoir considérer et intégrer, dans la mesure du possible, les commentaires des parties prenantes concernées au fur et à mesure du développement du Projet.

Dans les semaines qui ont précédé l'annonce publique du Projet en novembre 2018, Gazoduq s'est entretenue avec une diversité de représentants locaux, régionaux et nationaux afin de les informer du Projet. Cette étape initiale visait principalement à établir un canal de communication avec des parties prenantes potentiellement concernées. Par la suite, à chacune des grandes étapes du Projet, Gazoduq a initié des communications personnalisées avec les parties prenantes concernées afin de les informer et de les consulter.

Le 15 novembre 2018, l'annonce publique du Projet a été organisée et du même coup informait le public de la démarche d'information et de consultation sur le Corridor d'étude. Un communiqué de presse a été diffusé la même journée. Au même moment, le site Web de Gazoduq (www.gazoduq.com) a été mis en ligne. Les personnes intéressées peuvent aussi se renseigner sur le Projet via l'adresse courriel de Gazoduq (info@gazoduq.com) ou en appelant au numéro de téléphone sans frais mis en place en novembre 2018.

À la suite de l'annonce publique du Projet, Gazoduq a tenu une série de rencontres avec des parties prenantes locales concernées. Des rencontres individuelles et de groupe ont été tenues avec les parties prenantes issues des secteurs politiques, économiques, environnementaux et récréotouristiques de façon continue depuis novembre 2018 et continueront tout au long du développement du Projet.

En décembre 2018, le MELCC a amorcé une période de consultation afin d'inviter le public à faire part de ses observations sur les enjeux qui, selon lui, devrait être aborder dans l'étude d'impact environnemental sur le Projet. Gazoduq a fait la promotion de cette consultation, notamment par le biais de ses interventions publiques, ainsi que lors de rencontres avec les différentes parties prenantes, et a pu utiliser les résultats issus des milieux d'accueil pour bonifier sa propre démarche de consultation, en ayant un portrait encore plus précis d'enjeux qui pouvaient les préoccuper.

En février et mars 2019, 17 rencontres publiques d'information et de consultation se sont déroulées dans les régions concernées par le Projet, rencontres auxquelles plus de 600 personnes ont participé. Les participants étaient invités à poser des questions et à émettre leurs commentaires et préoccupations par rapport au Projet et en particulier quant au Corridor d'étude.

À la suite des rencontres publiques d'information et de consultation, Gazoduq a analysé les commentaires reçus dans l'ensemble des précédentes phases de sa démarche d'information et de consultation. Cette analyse a permis à Gazoduq de raffiner le Projet et de présenter une ZAP avec le souci de réduire les impacts sociaux et environnementaux. La ZAP a été rendue publique le 23 avril 2019.

Des rencontres de breffage technique ont eu lieu les 23 et 24 avril 2019 avec les parties prenantes municipales et régionales concernées dans le but de leur présenter les caractéristiques de la ZAP.

À partir du mois de mai 2019, des rencontres individuelles et de groupes ont été organisées afin de présenter en détail la ZAP aux parties prenantes intéressées, notamment les municipalités et les groupes récréotouristiques, socio-économiques et environnementaux. Ces rencontres continueront d'être organisées afin de consulter l'ensemble des parties prenantes.

De plus, en marge de celles-ci, des rencontres de groupe avaient été planifiées afin d'informer les propriétaires fonciers de la démarche de Gazoduq et pour répondre à l'ensemble de leurs questions. À la suite de commentaires formulés lors de la première rencontre et afin d'atteindre les objectifs, Gazoduq a convenu d'organiser des rencontres individuelles avec les propriétaires fonciers de l'Abitibi-Témiscamingue et de participer à des rencontres organisées par la fédération régionale de l'Union des producteurs agricoles (UPA) au Saguenay–Lac-Saint-Jean. Ces rencontres se sont déployées à partir de juin 2019 et sont toujours en cours.

En juin 2019, dans les différentes régions de la ZAP au Québec, de nouvelles rencontres ont eu lieu avec les parties prenantes intéressées, notamment les municipalités et les groupes récréotouristiques, socio-économiques et environnementaux, afin de les consulter sur le format, de discuter de la suite du processus de consultation et de tester des idées d'activités avec elles.

Entre juin et la fin de l'automne 2019, Gazoduq a tenu des rencontres avec les propriétaires fonciers touchés, soit en groupe ou individuellement, selon les régions et les préférences de chacun des intervenants. Ces rencontres se poursuivront jusqu'à l'hiver 2020. À ce jour, Gazoduq a rencontré la vaste majorité des propriétaires fonciers concernés ayant conclu des ententes autorisant la réalisation d'inventaires sur les terrains se trouvant sur leur propriété.

Au début de l'automne 2019, Gazoduq a précisé un premier niveau des retombées économiques anticipées pour son Projet. Elle propose, y incluant les retombées fiscales, de verser une somme totale de 36 millions de dollars par année aux communautés allochtones de la ZAP. Cette contribution novatrice se compose des paiements de taxes et d'un fonds communautaire nouvellement créé pour les terres publiques du Québec. En Ontario, l'utilisation des terres publiques est taxée par le gouvernement provincial. Au Québec, il n'existe pas de taxe provinciale équivalente pour l'utilisation des terres publiques. Les taxes annuelles pour les terres publiques et privées en Ontario sont estimées à 2 millions de dollars. Le Fonds communautaire et les taxes annuelles au Québec sont estimés à 34 millions de dollars. Cet apport à long terme est un exemple du niveau de soutien que Gazoduq fournirait en matière de développement économique et social le long du gazoduc proposé (voir l'annexe C). À l'occasion de cette annonce, des rencontres ont été effectuées avec l'ensemble des parties prenantes directement concernées dans le cadre de celle-ci, en Abitibi-Témiscamingue, en Haute-Mauricie et au Saguenay–Lac-Saint-Jean, afin de partager des détails sur la manière dont Gazoduq entend maximiser ces retombées économiques et sociales de façon responsable et respectueuse.

Des rencontres ont également eu lieu en Ontario en octobre 2019 afin de notamment présenter les retombées fiscales pour leur région et également présenter les résultats préliminaires des inventaires environnementaux pour la région.

Par ailleurs, Gazoduq a profité de ce moment pour indiquer qu'une période de consultation de 60 jours s'ouvrait au Québec afin que les partis intéressés puissent faire part de leurs commentaires sur la formule proposée. La période de consultation sur le Fonds pour les communautés s'est terminée le 15 novembre et a permis de recueillir de nombreux commentaires et suggestions portant notamment sur le partage et la gestion de la portion du Fonds qui serait remise aux institutions d'enseignement supérieur dans les diverses régions ainsi que la portion qui serait remise à des organismes communautaires régionaux. Gazoduq prévoit étudier l'ensemble des suggestions reçues et confirmer la formule à la lumière des résultats de cette analyse à l'hiver 2020.

À l'automne 2019, la démarche de consultation s'est poursuivie avec la mise sur pied des premières tables de travail sectorielles régionales. Ces tables de travail visent à aborder des questions ou problématiques spécifiques et communes à un ensemble de parties prenantes régionales concernées et ensuite, à dégager des pistes des solution pour minimiser les impacts et favoriser les retombées positives. Les rencontres de ces tables de travail avec l'industrie forestière et sur la maximisation

économique ont été organisées en octobre et novembre 2019. Des tables de travail regroupant des représentants ou associations de chasseurs et pêcheurs, et celles réunissant les acteurs de l'industrie récréotouristique ont par la suite entamé leurs travaux en décembre 2019. Des échanges ont également eu lieu avec des représentants de l'industrie minière par le biais de leurs associations sectorielles que sont l'Association minière du Québec (AMQ) et l'Association de l'exploration minière du Québec (AEMQ). Les travaux de l'ensemble de ces tables se poursuivront à l'hiver et au printemps 2020.

En réponse à certaines préoccupations soulevées par l'industrie forestière, incluant l'accès à la ressource, Gazoduq a partagé des exemples de structures temporaires qui pourraient permettre le passage de la machinerie forestière, si nécessaire, au-dessus du gazoduc pendant l'exploitation, selon certains critères et conditions.

Au cours des mois de novembre et de décembre 2019, Gazoduq a également entrepris des consultations auprès de diverses municipalités et MRC afin d'identifier des emplacements potentiels pour l'aménagement de camps de travailleurs et d'aires d'entreposage de tuyaux. Au total, ce sont près d'une quinzaine de municipalités et MRC qui ont été consultées et qui ont été à même de fournir à Gazoduq des emplacements potentiels rencontrant à la fois leurs besoins et ceux de l'entreprise.

Lors de la période électorale fédérale, Gazoduq a en outre entrepris des démarches afin de présenter le Projet et outiller les candidats des principaux partis dont les circonscriptions se trouvaient dans la ZAP.

Des rencontres en lien avec la question de la main-d'œuvre et celle de l'approvisionnement local ont également eu lieu au cours de l'automne 2019, permettant d'entamer l'analyse du paysage de chaque région en la matière.

En marge de ces étapes, d'autres rencontres sur une base individuelle ont été menées afin d'échanger sur le Projet et sur la démarche d'information et de consultation. Les prochaines étapes de la démarche d'information et de consultation sont détaillées à la section 3.8.

3.6 Principaux enjeux et préoccupations soulevés

Les activités d'information et de consultation menées à ce jour ont permis à Gazoduq d'identifier un certain nombre d'enjeux et de préoccupations soulevés par les parties prenantes. Les principales thématiques soulevées jusqu'ici sont globalement celles de l'eau et des milieux humides, la cohabitation des activités économiques, touristiques et de loisirs, l'environnement, l'affectation du territoire, la sécurité et le risque d'accident, de même que celle de la relation avec les groupes autochtones.

En parallèle, dans le cadre de son processus réglementaire, notamment pour sa phase de planification, l'AEIC a tenu une consultation publique du 22 octobre au 22 novembre 2019, invitant le public et les groupes autochtones à prendre connaissance de la DIP et à fournir des commentaires sur le Projet. Le 29 novembre 2019, l'AEIC a fourni à Gazoduq un sommaire des questions résultant de sa consultation. Cette consultation a mis en évidence des thèmes similaires à ceux qui ont également été identifiés par Gazoduq comme mentionné ci-dessus. Gazoduq présente ses réponses au sommaire des questions à la Pièce jointe 1.

Gazoduq entend répondre aux préoccupations et enjeux soulevés par les parties prenantes de façon factuelle et transparente. Un sommaire plus exhaustif des enjeux soulevés lors des activités d'information et de consultation est présenté dans l'annexe A.

3.7 Consultation avec les autorités et les représentants gouvernementaux

Cette section présente un sommaire des activités d'information et de consultation menées à ce jour auprès d'élus gouvernementaux ou représentants des autoritées fédérales et provinciales ainsi que celles prévues dans les prochains mois.

De façon générale, les activités de consultation ont eu lieu par le biais de communications personnalisées, de rencontres ainsi que de tables de travail interministérielles.

Les objectifs des consultations auprès des élus ou représentants gouvernementaux sont, sans s'y limiter, le partage mutuel d'information, l'identification des potentiels enjeux environnementaux ou socio-économiques et les mesures d'atténuation potentielles.

Par exemple, les informations fournies par les différentes agences gouvernementales, telles que décrites dans la présente section, ont permis à Gazoduq de mieux comprendre le territoire à l'étude et de présenter une ZAP évitant un grand nombre de secteurs sensibles. Aussi, des démarches ont été entreprises auprès des agences responsables du processus d'évaluation d'impact fédéral dans le but de se familiariser avec les nouvelles étapes, délais, structures et processus.

Gazoduq prévoit amorcer ou continuer, le dialogue avec des élus ou représentants des autorités fédérales et provinciales décrites ci-dessous, notamment par la mise en place de groupes de travail spécifiques.

3.7.1 Fédéral

- Agence d'évaluation d'impact du Canada (anciennement l'Agence canadienne d'évaluation environnementale)
- Cabinet du Premier ministre du Canada
- Développement économique rural
- Environnement et Changement climatique Canada
- Innovation, Sciences et Développement économique Canada
- Ministère de l'Agriculture et de l'Agroalimentaire
- Ministère de l'Infrastructure et des Collectivités
- Ministère de la Famille, de l'Enfance et du Développement social
- Ministère de la Petite Entreprise et de la Promotion des exportations
- Ministère de la Santé
- Ministère de la Sécurité publique
- Ministère des Affaires intergouvernementales et du Nord et du Commerce intérieur
- Ministère des Finances Canada
- Ministère des Pêches, des Océans et de la Garde côtière canadienne
- Ministère des Services publics et Approvisionnement Canada
- Ministère du Patrimoine canadien
- Régie de l'énergie du Canada (anciennement Office national de l'énergie)
- Relations Couronne-Autochtones et Affaires du Nord Canada
- Ressources naturelles Canada
- Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada

3.7.2 Québec

- Cabinet du Premier ministre du Québec
- Commission de protection du territoire agricole (CPTAQ)
- Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation
- Ministère de l'Économie et de l'Innovation
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
- Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
- Ministère de la Sécurité publique
- Ministère des Affaires municipales et de l'Habitation
- Ministère des Finances
- Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs
- Ministère du Conseil exécutif

- Secrétariat aux affaires autochtones

3.7.3 Ontario

- Cabinet du Premier ministre de l'Ontario
- Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales
- Ministère de l'Énergie, Développement du Nord et Mines
- Ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs
- Ministère de l'Infrastructure
- Ministère des Affaires autochtones
- Ministère des Affaires municipales et du Logement
- Ministère des Finances
- Ministère des Richesses naturelles et des Forêts
- Ministère du Conseil exécutif
- Ministère du Solliciteur général
- Ministère du Développement économique, de la Création d'emplois et du Commerce
- Secrétariat du Conseil du Trésor

3.8 Étapes à venir

Au cours des prochains mois, Gazoduq entend continuer et accroître, ses efforts afin d'informer et de consulter la population et les parties prenantes sur la ZAP, sur les thèmes liés à l'étude d'impact et sur le Projet en général, en gardant en tête l'objectif d'être à l'écoute et de travailler activement et en continu à réduire les effets négatives potentiels du Projet et à maximiser ses retombées positives.

Gazoduq poursuivra ainsi sa démarche dans chacune des régions concernées par le Projet afin de rejoindre un vaste éventail de parties prenantes, incluant la population, les voisins (résidents de la ZAP), les propriétaires fonciers, les groupes d'intérêt ainsi que les acteurs socio-économiques et les représentants municipaux, pour ne nommer que ceux-là. Les prochaines étapes de consultation auront entre autres spécifiquement comme objectif de présenter les résultats des études menées à ce jour et de recueillir les commentaires et propositions des citoyens en lien avec des mesures d'atténuation qui pourraient, dans la mesure où cela est possible, bonifier l'étude d'impact et par le fait même, le Projet.

À la lumière des questions soulevées lors de la consultation publique de l'AEIC sur la DIP faisant partie du nouveau processus réglementaire, Gazoduq entend aussi prendre en considération ces questions pour planifier les prochaines étapes de la consultation et s'assurer de les aborder dans le cadre de ces consultations.

Gazoduq sera en mesure de préciser en début 2020 quel sera son calendrier d'activités dans le cadre de la poursuite de cette démarche d'information et de consultation. En plus d'une programmation bonifiée, elle poursuivra également notamment ses tables de travail sectorielles, ses séances individualisées, de même que ses rencontres avec les propriétaires fonciers situés le long du tracé préliminaire de la ZAP.

En parallèle, des rencontres avec les intervenants du domaine de la sécurité publique auront lieu sur l'ensemble du territoire concerné par le Projet au cours de l'hiver 2020. Gazoduq continuera de rencontrer les groupes ou les organismes concernés par le Projet de façon soutenue et s'assurera de demeurer disponible pour écouter et recevoir toutes questions ou commentaires.

De plus, en ligne avec l'approche entreprise pour ses consultations dans le cadre de son développement, Gazoduq entend développer un mécanisme accessible et rigoureux de gestion des préoccupations, des commentaires, des plaintes et des questions pour la période de construction du Projet, lequel est décrit à haut niveau à la section 5.

4 Approche de participation et de consultation auprès des groupes autochtones

En s'inspirant des valeurs, principes et objectifs à la base de la démarche d'information et de consultation des parties prenantes, présentés aux sections 3.1 à 3.4, Gazoduq a adopté une approche collaborative pour favoriser la participation des groupes autochtones à toutes les phases du Projet. Selon Gazoduq, leur implication dans le Projet leur permettra non seulement de mieux en comprendre la portée, mais contribuera également à sa planification, à son amélioration, à son développement, ainsi qu'à son succès en permettant notamment d'identifier les répercussions du Projet sur les droits des peuples autochtones avec l'objectif d'éviter, d'atténuer ou de gérer autrement les effets potentiels du Projet. Gazoduq s'est engagée à poursuivre le dialogue avec les groupes autochtones tout au long du Projet.

Dès le début du Projet, Gazoduq a retenu les services d'experts-conseils autochtones spécialisés dans les relations avec les communautés. Avec leur aide, incluant celle d'un conseiller stratégique expérimenté, membre d'une communauté autochtone locale, Gazoduq a développé son approche de participation et de consultation des groupes autochtones, qui s'est adaptée aux besoins et intérêts des groupes impliqués au fil du temps. À ce jour, cette approche s'est déclinée en cinq périodes correspondant aux étapes significatives d'avancement du Projet, soit durant la phase de planification (été 2018 jusqu'à janvier 2019), la liste émise par la Couronne concernant les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le Projet (de février à mai 2019)[6] ; lorsque la ZAP a été établie, des enquêtes sur le terrain ont été menées et des échanges ont eu lieu avec le AEIC (printemps et été 2019). L'AEIC est la nouvelle agence créée dans le cadre de l'application de la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact*.

Le dépôt de la DIP, qui est une exigence de la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact*, amorça la cinquième période, débutant à l'automne 2019.

4.1 Phase de planification du Projet

Au début de la phase de planification du Projet, conformément à l'approche élaborée par Gazoduq avec ses consultants, l'entreprise a identifié les groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet ou encore ceux dont la communauté faisait partie d'une MRC traversée par le Corridor d'étude.

Les communautés autochtones rencontrées par Gazoduq à l'été 2018 étaient les suivantes :

- Conseil de la Nation Anishnabe du Lac Simon (Lac Simon) (Québec)
- Conseil de la Première Nation Abitibiwinni (Québec)
- Conseil des Atikamekw de Wemotaci (Québec)
- Conseil des Atikanekw d'Opitciwan (Québec)

Gazoduq a donc engagé un dialogue avec les conseils de bande de ces communautés autochtones à l'été 2018, en s'identifiant comme le promoteur et en présentant le Projet et le Corridor d'étude entre le nord de l'Ontario et la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean au Québec (l'annexe G illustre le

[6] La liste de la Couronne des groupes autochtones potentiellement touchés a été publiée initialement en février 2019 (février à mai 2019) par Ressources naturelles Canada (RNCan) avant l'entrée en vigueur du nouveau régime réglementaire. Lorsque la *Loi sur l'évaluation d'impact* est entrée en vigueur le 28 août 2019, l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (AEIC) a été nommée l'autorité responsable des évaluations fédérales des impacts. À titre d'autorité fédérale responsable des évaluations d'impact, l'AEIC doit également coordonner les consultations avec les groupes autochtones qui pourraient être touchés par la réalisation d'un projet désigné. Depuis août 2019, l'AEIC a mis à jour la liste de la Couronne des groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le Projet. Toute référence, dans le présent document, à la «liste de la Couronne des groupes autochtones potentiellement touchés» comprend toute liste reçue par Gazoduq d'une autorité fédérale responsable des évaluations d'impact, à savoir RNCan et l'AEIC. Voir section 4.3.

corridor d'étude). Gazoduq voulait sonder la réceptivité des communautés autochtones situées à proximité ou à l'intérieur de ce corridor face à un tel projet.

Les objectifs poursuivis étaient également les suivants :

- créer des forums de partage mutuel d'informations et de préoccupations tôt dans le Projet
- favoriser la participation active des groupes autochtones à l'élaboration et à l'avancement du Projet
- atténuer les effets potentiels du Projet sur les droits des peuples autochtones
- promouvoir et maximiser les événements et les situations susceptibles d'entraîner des retombées positives pour les groupes autochtones à proximité

À l'automne 2018, des rencontres similaires se sont tenues avec les communautés suivantes :

- Wahgoshig First Nation
- Première Nation des Essipiunnuat (Essipit)[7]
- Première Nation des Innus de Pessamit
- Première Nation des Pekuakamiulnuatsh (Mashteuiatsh)

Ces trois dernières communautés autochtones sont consultées depuis 2015 dans le cadre du projet d'Énergie Saguenay, qui s'approvisionnerait en gaz naturel par la ligne de transport de Gazoduq. De ce fait, elles avaient donc déjà été informées de la nécessité d'un gazoduc et de l'approvisionnement en gaz naturel dont le Projet Gazoduq est destiné à transporter.

Au cours des rencontres tenues avec des représentants de chacun des groupes autochtones précédemment identifiés, Gazoduq a proposé de conclure une entente pour encadrer et soutenir leur éventuelle collaboration et leur participation au processus de consultation.

4.2 Phase de planification - Dépôt de la Description du projet préalable à la demande

Au moment de l'annonce publique du Projet le 15 novembre 2018, qui s'est également concrétisée par le dépôt de la DPPD à l'ONÉ le 20 novembre 2018 (et le dépôt de l'Avis de projet au MELCC pour le Québec le 20 novembre 2018), comprenant un Corridor d'étude, Gazoduq a estimé qu'il était approprié, à cette étape du Projet, d'élargir la liste des groupes autochtones avec qui elle communiquait. Ainsi, une copie de la DPPD accompagnée d'une lettre mentionnant la volonté de Gazoduq d'amorcer un dialogue avec les groupes autochtones afin de leur fournir de l'information et de discuter du Projet, ont été envoyées aux six groupes autochtones du Québec et aux trois groupes autochtones de l'Ontario. Les groupes suivants, situés à une plus grande distance du Corridor d'étude, ont été contactés :

4.2.1 Québec

- Communauté Anicinape de Kitcisakik
- Conseil des Atikamekw de Manawan
- Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie
- Long Point First Nation
- Nation huronne-wendat

[7] Selon les informations fournies par la communauté en décembre 2019, celle-ci préfère employer la désignation *Première Nation des Innus Essipit ou Conseil de la Première Nation des Innus Essipit,* cependant la nomenclature transmise par la Couronne, est utilisée pour tous les groupes autochtones dans le présent texte.

- Timiskaming First Nation

4.2.2 Ontario

- Beaverhouse Indigenous Community[8]
- Matachewan First Nation
- Métis Nation of Ontario

Les huit communautés précédemment mentionnées (voir la section 4.1), avec qui Gazoduq avait déjà entamé le dialogue, ont également reçu la DPPD déposée à l'ONÉ et les communautés situées au Québec ont aussi reçu l'Avis de projet déposé au MELCC.

4.3 Liste des groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le Projet préparée par la Couronne

En février 2019, la Couronne a émis une première liste des groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet. À l'époque, en plus des 17 groupes avec qui Gazoduq avait déjà partagé des informations, cette liste ajoutait sept autres groupes autochtones répartis en Ontario et au Québec. En mai 2019, un autre groupe autochtone, *Temagami First Nation*, a été ajouté à cette liste.

Durant cette période, Gazoduq a initié des correspondances avec les groupes autochtones de la liste préparée par la Couronne avec qui l'entreprise n'avait pas encore eu d'échanges. Ces groupes sont les suivants :

- Algonquins of Barriere Lake (Québec)
- Kebaowek First Nation (Québec)
- Kitigan Zibi Anishinabeg (Québec)
- Wolf Lake First Nation (Hunter's Point) (Québec)
- Flying Post First Nation (Ontario)
- Mattagami First Nation (Ontario)
- Taykwa Tagamou Nation (New Post) (Ontario)
- Temagami First Nation (Ontario)

Tout comme pour les envois aux autres groupes autochtones précédemment contactés, les lettres comprenaient la Description du projet préalable à la demande à l'ONÉ et une lettre d'accompagnement offrant aux groupes autochtones de les rencontrer pour leur fournir de l'information et discuter du Projet.

Mentionnons que peu après l'émission de la liste des groupes autochtones préparée par la Couronne, soit en janvier 2019, le conseil de bande de la *Wahgoshig First Nation* a manifesté le souhait de poursuivre les échanges avec l'entreprise en groupe avec les sept autres communautés autochtones avec qui Gazoduq avait eu des échanges à la phase de planification du Projet (Conseil de la Première Nation Abitibiwinni, Conseil de la Nation Anishnabe du Lac Simon [Lac Simon], Conseil des Atikamekw de Wemotaci, Conseil des Atikamekw d'Opitciwan, Première Nation des Essipiunnuat [Essipit], Première Nation des Innus de Pessamit et Première Nation des Pekuakamiulnuatsh [Mashteuiatsh]); demande qui a été favorablement accueillie par Gazoduq.

Il a été convenu entre Gazoduq et l'Institut de développement durable des Premières Nations du Québec et du Labrador (IDDPNQL), que ce dernier coordonnerait les échanges et apporterait un support logistique à ce groupe.

[8] Selon les informations fournies par la communauté, celle-ci préfère employer la désignation *Beaverhouse First Nation*; cependant la nomenclature transmise par la Couronne est utilisée pour tous les groupes autochtones dans le présent texte.

En octobre 2019, la *Cree First Nation of Waswanipi* a été ajoutée à la liste de la Couronne, et en novembre 2019, la *Cree Nation of Waskaganish* a également été ajoutée à la liste de la Couronne[9], portant à 27 le nombre total de groupes autochtones[10].

4.4 Identification de la ZAP et réalisation des inventaires sur le terrain

Au printemps 2019, une ZAP à l'intérieur du Corridor d'étude a été définie. Cette nouvelle étape du Projet a été l'occasion pour Gazoduq de communiquer de nouveau avec les groupes autochtones afin de les en informer. À cet effet, des lettres ont été envoyées le 24 avril 2019 (le 30 avril 2019 pour le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie).

Au cours du printemps et de l'été 2019, les groupes autochtones ont également été informés de la tenue et du type de travaux d'inventaires sur le terrain, ainsi que de l'échéancier pour chacun des inventaires. Afin de favoriser la participation des autochtones au Projet, Gazoduq a offert une formation en santé et sécurité et sur les techniques de prise de données à 20 candidats provenant de plusieurs communautés autochtones situées le long de la ZAP, pour qu'ils puissent participer activement aux travaux d'inventaires. La participation d'Autochtones aux activités liées au Projet sera aussi favorisée dans les prochaines étapes de celui-ci.

Gazoduq a également informé les groupes autochtones que la collecte d'informations sur la manière dont les droits autochtones sont exercés, incluant les valeurs, les pratiques, les activités, les coutumes ou les traditions qui y sont liées, feraient partie de l'étude d'impact. Gazoduq a aussi indiqué qu'elle souhaitait convenir avec les différents groupes des modalités et moyens nécessaires à la réalisation d'études relatives à ces sujets par les groupes autochtones, qui visent à satisfaire aux exigences du Guide de dépôt de l'Office national de l'énergie, du Guide de dépôt provisoire et du Guide de mobilisation précoce de la Régie de l'énergie du Canada, et aux exigences de la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact*.

Ces études spécifiques au Projet, précédemment désignées dans la DIP comme études sur le savoir autochtone et l'utilisation traditionnelle des terres et des ressources (SAUTTR), peuvent être appelées SAUTTR, savoir autochtone ou autrement désignées par les groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet. Ces études sont en grande partie définies par les intérêts et les priorités de chaque groupe autochtone. Gazoduq continue de fournir des conseils et une assistance pour la réalisation de ces études, qui incluent des aspects du patrimoine naturel et culturel, du SAUTTR, de la santé et des conditions sociales et économiques, en vue de leur intégration à la conception du Projet et à la planification des mesures d'atténuation. Dans le présent document, Gazoduq désigne l'une ou l'autre de ces études comme suit : études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

Des fichiers de forme ont été envoyés à chaque communauté pour permettre une meilleure compréhension de la ZAP, en plus d'une carte illustrant la ZAP par rapport à chaque groupe autochtone.

À l'occasion de ses différentes correspondances, Gazoduq a aussi rappelé que son équipe de professionnels dédiés aux relations avec les communautés autochtones peut être mobilisée pour organiser une rencontre dans la communauté au sujet du Projet.

[9] Voir la note de bas de page numéro 6.

[10] Il est important de noter que depuis novembre 2018, Gazoduq avait eu des communications avec le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie.

4.5 Identification et description sommaire des groupes autochtones

Tel que mentionné à la section 4.3, conformément à la liste des groupes autochtones préparée par la Couronne, les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le Projet sont:

4.5.1 Québec

- Algonquins of Barriere Lake
- Communauté Anicinape de Kitcisakik
- Conseil de la Nation Anishnabe du Lac Simon (Lac Simon)
- Conseil de la Première Nation Abitibiwinni
- Conseil des Atikamekw de Manawan
- Conseil des Atikamekw de Wemotaci
- Conseil des Atikamekw d'Opitciwan
- Cree First Nation of Waswanipi
- Cree Nation of Waskaganish
- Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie
- Kebaowek First Nation
- Kitigan Zibi Anishinabeg
- Long Point First Nation
- Nation huronne-wendat
- Première Nation des Essipiunnuat (Essipit)
- Première Nation des Innus de Pessamit
- Première Nation des Pekuakamiulnuatsh (Mashteuiatsh)
- Timiskaming First Nation
- Wolf Lake First Nation (Hunter's Point)

4.5.2 Ontario

- Beaverhouse Indigenous Community
- Flying Post First Nation
- Matachewan First Nation
- Mattagami First Nation
- Métis Nation of Ontario
- Taykwa Tagamou Nation (New Post)
- Temagami First Nation
- Wahgoshig First Nation

Une description sommaire de chaque groupe autochtone potentiellement touchés par le Projet, fondée sur l'information disponible au public, est présentée à l'annexe E, et comprend des ajustements ou des ajouts fondés sur les commentaires reçus des groupes autochtones depuis le dépôt de la DIP. Le profil socio-économique des groupes autochtones éclairera les conditions actuelles pour l'évaluation d'impact, et sera mis à jour en fonction des commentaires relatifs au Projet qui seront recueillis dans le cadre des consultations liées au Projet.

4.6 Activités de consultation menées à ce jour

Les sections 4.1 à 4.4 résument, pour chacune des étapes de développement du Projet, l'approche de consultation utilisée auprès des groupes autochtones jusqu'à ce jour.

La section suivante résume les principales informations envoyées par Gazoduq aux groupes autochtones susceptible d'être touchés par le Projet. Les faits saillants résultant des différentes interactions avec chacun des groupes autochtones sont également présentés ci-dessous.

4.6.1 Envoi d'information par Gazoduq aux groupes autochtones

Au fur et à mesure que les détails du Projet se précisaient, l'information importante a été envoyée aux groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet et identifiés en vertu de la liste reçue de la part de la Couronne.

L'information suivante a été envoyée soit par la poste ou par courriel :

Consultation sur la phase de planification du Projet

- À l'été 2018, avant le dépôt de la DPPD, des rencontres ont eu lieu et des documents explicatifs ont été partagés avec les groupes autochtones situés à proximité du Corridor.
- Une offre de conclure une entente de collaboration a aussi été faite à chacun des groupes rencontrés.

Description de projet préalable à la demande

- À l'automne 2018, la DPPD, conformément aux directives disponibles publiquement de l'ONÉ, de l'ACEE et du MELCC, a été envoyée. Gazoduq y identifie un corridor d'étude pour le Projet dont la largeur varie entre 30 km et 60 km, dans le but de choisir le tracé le plus acceptable d'un point de vue environnemental, social, économique et technique.

Dévoilement de la ZAP

- Au printemps 2019, les cartes ont été envoyées, montrant qu'à partir du Corridor d'étude initial du Projet, et à l'aide des données disponibles, une ZAP d'une largeur de 400 mètres a été élaborée.

Études d'inventaires sur le terrain

- Au printemps et à l'été 2019, l'annonce de la réalisation des inventaires qui seront menés sur le terrain, en 2019, le long de la ZAP (incluant l'échéancier de réalisation par discipline). Cette cueillette d'informations permettra de valider les informations nécessaires à la préparation de l'étude d'impact et d'établir un tracé privilégié pour le gazoduc.
- À l'automne 2019, Gazoduq a envoyé la dernière version des protocoles et termes de référence des inventaires de terrain de 2019, ainsi que le rapport d'inventaire sur le caribou des bois

Offres de soutien technique et financier pour la réalisation d'études liées au Projet menées par les groupes autochtones

- Au printemps et à l'été 2019, Gazoduq a invité des groupes autochtones à élaborer leurs propres études liées au Projet menées par les groupes autochtones et, à cette fin, a offert un soutien financier et technique.

Fichier de formes de la ZAP

- Au printemps et à l'été 2019, ces fichiers, qui incluent la ZAP, le point de raccordement en Ontario et les sites préliminaires des postes de compression, sont envoyés aux groupes autochtones pour qu'ils aient tous accès à la même information.

Carte de la ZAP par rapport aux groupes autochtones

- À l'été 2019, une carte adaptée à chaque groupe autochtone leur a été transmise afin de leur permettre de mieux comprendre le Projet et d'évaluer les répercussions potentielles de celui-ci sur leurs droits.

Descriptions initiale et détaillée de Projet

- En octobre 2019, Gazoduq a partagé la DIP avec les groupes autochtones avant qu'il ne soit rendu public, afin de leur offrir une période d'examen et de commentaires plus longue. Plus précisément, le document complet a été transmis en français, avec un résumé en anglais et en français le 11 octobre, et le document complet en anglais a été transmis le 21 octobre 2019.
- En novembre 2019, Gazoduq a partagé des extraits de l'ébauche de la DDP avec chaque groupe autochtone pour validation et commentaires. Ces extraits provenaient de la section 4.6.2 (Faits saillants provenant des consultations avec les groupes autochtones) et de l'annexe E (Groupes autochtones consultés pour le Projet). Les changements et commentaires recommandés par les groupes autochtones ont été intégrés dans la DDP lorsque possible. Dans les circonstances où il n'a pas été possible de les intégrer, des explications ont été fournies dans les sections spécifiques du texte.
- En janvier 2020, Gazoduq a également fourni des réponses au sommaire des questions (voir pièce jointe 1) compilées par l'Agence d'évaluation d'impacts du Canada lors de la période de consultation publique de la DIP de Gazoduq, lesquelles comprenaient celles lui ayant été communiquées par les groupes autochtones.

Autres documents

À l'automne 2019, Gazoduq a informé les 27 groupes autochtones sur :

- le Fonds pour les communautés – un engagement de Gazoduq à investir 34 millions de dollars par année au Québec pour soutenir les communautés hôtes non-autochtones
- les sites potentiels pour le stockage temporaire et pour les camps de travailleurs, incluant la possibilité d'identifier des sites alternatifs par les groupes autochtones

L'annexe F-1 présente, pour chacun des groupes autochtones, les informations principales qui ont été transmises par Gazoduq.

4.6.2 Faits saillants provenant des consultations avec les groupes autochtones

Les consultations avec les groupes autochtones à la fin de novembre 2019, ont permis d'identifier un certain nombre d'enjeux et de préoccupations liés au Projet, pouvant se résumer à ce qui suit :

- risques associés aux accidents ou incidents
- effets sur les eaux, le sol et les animaux
- effets sur les caractéristiques culturelles et le patrimoine archéologique
- répercussions sur les droits des peuples autochtones
- participation des Autochtones
- émissions de gaz à effet de serre et changements climatiques
- échéanciers serrés pour la participation
- approche de Gazoduq pour la consultation
- bénéfices/retombées économiques
- consentement nécessaire des Autochtones
- approvisionnement en gaz naturel pour les communautés
- incertitude quant à la différence de risque entre le gaz naturel et le pétrole

- processus d'autorisations applicables et processus de consultation de la Couronne
- barrières linguistiques limitant l'examen des informations du Projet et la participation au processus règlementaire
- approche pour les inventaires géophysiques

Comme Gazoduq est assujettie au nouveau processus d'autorisation fédéral et que la Couronne a entrepris ses propres consultations directes avec les groupes autochtones depuis septembre 2019, les discussions entre les groupes autochtones, Gazoduq et la Couronne devraient s'intensifier considérablement au cours des prochains mois. Par conséquent, on s'attend à ce que des questions et des préoccupations plus précises soient identifiées et attribuées au groupe autochtone concerné, rapportées dans l'étude d'impact, en y incluant les réponses de Gazoduq aux préoccupations soulevées.

Gazoduq entend poursuivre ses efforts d'adaptation et de diffusion d'information, et entend de même stimuler et supporter les échanges de documents et solliciter des rencontres d'information et de discussion afin de bien identifier les enjeux et préoccupations des groupes autochtones. Ces interactions comprendront des échanges sur les moyens envisagés pour éviter, atténuer ou gérer autrement les effets potentiels du Projet. Ces interactions seront documentées par Gazoduq et les moyens identifiés et/ou convenus seront, dans la mesure du nécessaire, intégrés au Projet.

4.6.2.1 Groupes autochtones au Québec consultés pour le Projet

4.6.2.1.1 Algonquins of Barriere Lake

En raison de difficultés logistiques entre les *Algonquins of Barriere Lake* et Gazoduq, une lettre du chef datée du 20 décembre 2018, transmise à la suite du dépôt par Gazoduq de la DPPD, n'a malheureusement pas été reçue par Gazoduq avant le 1er février 2019. À la suite de la réception de cette communication, Gazoduq a répondu et entamé des échanges avec les *Algonquins of Barriere Lake* en février 2019. Les *Algonquins of Barriere Lake* ont ainsi reçu de l'information sur les différentes phases du processus d'information et de consultation amorcé en novembre 2018. Les *Algonquins of Barriere Lake* sont représentés par une firme d'avocats dans le cadre des communications sur le Projet. Les modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires pour soutenir leur éventuelle collaboration et leur participation au processus de consultation font présentement l'objet de discussions. Par ailleurs, Gazoduq continue à faire parvenir de l'information sur le Projet aux *Algonquins of Barriere Lake.*

En octobre 2019, une réunion a eu lieu avec le chef et le conseil, au cours de laquelle l'information relative au Projet a été partagée, et les enjeux et préoccupations préliminaires ont été abordés.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec les *Algonquins of Barriere Lake* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.2 Communauté Anicinape de Kitcisakik

L'entreprise a initié le dialogue avec la Communauté Anicinape de Kitcisakik en novembre 2018. À compter de cette date, Gazoduq a fait parvenir de l'information sur le Projet à la Communauté Anicinape de Kitcisakik et a réitéré la disponibilité de son personnel pour participer à des rencontres. Gazoduq a rencontré la Communauté Anicinape de Kitcisakik en août 2019 afin de présenter le Projet, d'offrir de convenir des modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones. Gazoduq a aussi précisé être disponible pour participer à des rencontres avec les membres de la communauté si son Conseil le désirait.

Gazoduq s'est engagée à échanger avec la Communauté Anicinape de Kitcisakik afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.3 Conseil de la Nation Anishnabe du Lac Simon (Lac Simon)

Les représentants du Conseil de la Nation Anishnabe du Lac Simon (Lac Simon) ont d'abord été rencontrés avant l'annonce de novembre 2018. Les communications avec Gazoduq relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones, se sont poursuivies en 2019 au sein d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq (voir la section 4.3).

En septembre 2019, deux rencontres se sont tenues avec les représentants du Conseil de la Nation Anishnabe du Lac Simon (Lac Simon), des représentants d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq, leurs conseillers, ainsi que les représentants de Gazoduq. La première rencontre comptait également des représentants de certains organismes de réglementation. Les points discutés comprenaient les processus réglementaires applicables et les échéanciers connexes. La deuxième réunion a porté sur les efforts de consultation en cours.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec le Conseil de la Nation Anishnabe du Lac Simon (Lac Simon) afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.4 Conseil de la Première Nation Abitibiwinni

Les représentants du Conseil de la Première Nation Abitibiwinni ont d'abord été rencontrés avant l'annonce de novembre 2018. Les communications avec Gazoduq relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones, se sont poursuivies en 2019 au sein d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq (voir la section 4.3).

En septembre 2019, deux rencontres se sont tenues avec les représentants du Conseil de la Première Nation Abitibiwinni, des représentants d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq, leurs conseillers, ainsi que les représentants de Gazoduq. La première rencontre comptait également des représentants de certains organismes de réglementation. Les points discutés comprenaient les processus réglementaires applicables et les échéanciers connexes. La deuxième réunion a porté sur les efforts de consultation en cours.

En octobre 2019, Gazoduq a transmis une lettre à la nouvelle cheffe de la Première Nation pour lui faire part de sa volonté de travailler avec le conseil nouvellement élu.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec le Conseil de la Première Nation Abitibiwinni afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.5 Conseil des Atikamekw de Manawan

Gazoduq a initié le dialogue avec le Conseil des Atikamekw de Manawan en novembre 2018. Depuis, Gazoduq a continué à faire parvenir de l'information sur le Projet au Conseil des Atikamekw de Manawan et a réitéré la disponibilité de son personnel à participer à des rencontres.

En octobre 2019, après avoir été informé par l'AEIC que le Conseil des Atikamekw de Manawan souhaitait rencontrer Gazoduq, Gazoduq a contacté le Conseil pour proposer une présentation du Projet.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec le Conseil des Atikamekw de Manawan afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.6 Conseil des Atikamekw de Wemotaci

Les représentants du Conseil des Atikamekw de Wemotaci ont d'abord été rencontrés avant l'annonce de novembre 2018. Les communications avec Gazoduq relativement aux modalités des

échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones, se sont poursuivies en 2019 au sein d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq (voir la section 4.3).

Deux rencontres de partage d'information et de discussion ont aussi eu lieu avec des élus, du personnel et des chefs de territoire en novembre 2018 et en février 2019.

En août 2019, Gazoduq a rencontré le Conseil des Atikamekw de Wemotaci concernant les études liées au Projet menées par les groupes autochtones, et la progression des inventaires de terrain. En septembre 2019, Gazoduq a présenté le Projet aux chefs de territoire et à d'autres membres de la communauté.

D'autre part, en septembre 2019, deux rencontres se sont tenues avec les représentants du Conseil Atikamekw de Wemotaci, des représentants d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq, leurs conseillers, ainsi que les représentants de Gazoduq. La première rencontre comptait également des représentants de certains organismes de réglementation. Les points discutés comprenaient les processus réglementaires applicables et les échéanciers connexes. La deuxième réunion a porté sur les efforts de consultation en cours.

En octobre et novembre 2019, les discussions se sont poursuivies au sujet du financement des études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec le Conseil des Atikamekw de Wemotaci afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.7 Conseil des Atikamekw d'Opitciwan

Les représentants du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan ont d'abord été rencontrés avant l'annonce de novembre 2018. Les communications avec Gazoduq relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones, se sont poursuivies en 2019 au sein d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq (voir la section 4.3).

En avril 2019, Gazoduq a rencontré le Conseil des Atikamekw d'Opitciwan et une rencontre publique d'information et d'échange a été tenue dans la communauté en juin 2019.

En septembre 2019, deux rencontres se sont tenues avec les représentants du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan, des représentants d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq, leurs conseillers, ainsi que les représentants de Gazoduq. La première rencontre comptait également des représentants de certains organismes de réglementation. Les points discutés comprenaient les processus réglementaires applicables et les échéanciers connexes. La deuxième réunion a porté sur les efforts de consultations en cours.

En octobre 2019, Gazoduq a transmis une lettre au nouveau chef du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan pour lui faire part de sa volonté de travailler avec le conseil nouvellement élu.

En octobre et novembre 2019, les discussions se sont poursuivies au sujet du financement des études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec le Conseil des Atikamekw d'Opitciwan afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.8 Cree First Nation of Waswanpi

En octobre 2019, la *Cree First Nation of Waswanipi* a été ajoutée par la Couronne à la liste des groupes autochtones potentiellement touchés à consulter sur le Projet. Peu après, toute l'information relative au Projet, qui avait été partagée avec les autres groupes autochtones, a été transmise à la *Cree First Nation of Waswanipi*. Il est important de noter qu'avant octobre 2019, les mêmes

informations relatives au Projet avaient été fournies au Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie , avec qui Gazoduq est en relation depuis novembre 2018.

Gazoduq s'est engagée à échanger avec la *Cree First Nation of Waswanipi* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.9 Cree Nation of Waskaganish

En novembre 2019, la *Cree Nation of Waskaganish* a été ajoutée par la Couronne à la liste des groupes autochtones potentiellement touchés à consulter sur le Projet. Peu après, toute l'information relative au Projet, qui avait été partagée avec les autres groupes autochtones, a été transmise à la *Cree Nation of Waskaganish*. Il est important de noter qu'avant novembre 2019, les mêmes informations relatives au Projet avaient été fournies au Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie, avec qui Gazoduq est en relation depuis novembre 2018.

Gazoduq s'est engagée à échanger avec la *Cree Nation of Waskaganish* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.10 Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie

Gazoduq a initié le dialogue avec le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie en novembre 2018.

En janvier 2019, le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie a fait parvenir une lettre à Gazoduq et aux authorités réglementaires provinciale et fédérale au sujet de l'application de la Convention de la Baie-James et du Nord québécois au Projet. Dans cette lettre, le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie a aussi fait valoir que la portion du corridor d'étude située en Ontario traversait un territoire sur lequel la Nation Crie revendique des droits ancestraux. Gazoduq a répondu à cette lettre et a continué de faire parvenir de l'information au sujet du Projet au Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie.

Au mois d'août 2019, le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie a demandé une confirmation de l'intention de Gazoduq de restreindre à la ZAP les limites du territoire de la demande de Projet qui sera présentée aux autorités gouvernementales.

Gazoduq a confirmé en septembre 2019 qu'elle n'avait pas l'intention de localiser la conduite à l'intérieur des territoires de familles traditionnelles de chasse, parfois nommés « lignes de trappe », situés au Québec.

En octobre et novembre 2019, le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie a envoyé des lettres réitérant sa position selon laquelle si la portée de l'examen réglementaire ne se limitait pas à la ZAP, à proximité des terrains de trappage cris au Québec, le chapitre 22 de la Convention de la Baie James et du Nord Québécois serait applicable. En novembre 2019, Gazoduq a fourni une réponse qui comprenait des clarifications supplémentaires et la confirmation de son intention de ne pas installer la ligne de transport dans les territoires de chasse familiaux (terrains de trappage).

Gazoduq a par la suite confirmé au Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie qu'il clarifierait officiellement avec tous les organismes réglementaires applicables que la partie du corridor d'étude précédemment identifié qui chevauche les terrains de trappage cris au Québec ne fait pas partie du territoire faisant l'objet d'un examen réglementaire aux fins du Projet. Gazoduq a également confirmé que ni le gazoduc ni les infrastructures de la phase construction du Projet ne seraient situées dans les terrains de trappage cris au Québec.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.11 Kebaowek First Nation

À la suite de la réception, en février 2019, de la liste des groupes autochtones devant être consultés émise par la Couronne, les premières communications avec *Kabaowek First Nation* ont eu lieu en mars 2019, avec une lettre qui détaille les différentes phases du processus d'information et de consultation amorcé en novembre 2018.

En août 2019, la *Kabaowek First Nation* informait Gazoduq de sa demande de précisions quant au cadre réglementaire applicable au Projet formulée à la ministre fédérale Catherine McKenna. Dans une deuxième lettre, la *Kabaowek First Nation* informait Gazoduq qu'elle pourrait conclure une entente avec Gazoduq au sujet d'études liées au Projet menées par les groupes autochtones, une fois qu'elle aurait conclu une entente cadre sur la consultation avec l'Agence.

Gazoduq a répondu respectueusement, en septembre 2019, qu'elle n'entendait pas cesser ses consultations relatives au Projet et que ses représentants seraient disponibles dès que la *Kabaowek First Nation* exprimerait une volonté de les rencontrer. Gazoduq continuera néanmoins à faire parvenir l'information importante relative au Projet à la *Kabaowek First Nation*.

En octobre 2019, le chef a informé Gazoduq d'une réunion avec l'AEIC; Gazoduq a remercié le chef de l'avoir tenu informé de ses discussions sur le Projet avec l'AEIC.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec la *Kabaowek First Nation* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.12 Kitigan Zibi Anishinabeg

À la suite de la réception, en février 2019, de la liste émise par la Couronne des groupes autochtones devant être consultés, les premières communications avec le conseil de bande de Kitigan Zibi Anishinabeg ont eu lieu en mars 2019. Les communications ont commencé avec une lettre qui détaille les différentes phases du processus d'information et de consultation amorcé en novembre 2018.

Depuis, Gazoduq a continué à faire parvenir de l'information sur le Projet à Kitigan Zibi Anishinabeg et a réitéré la disponibilité de son personnel pour participer à des rencontres.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec Kitigan Zibi Anishinabeg afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.13 Long Point First Nation

Gazoduq a initié le dialogue avec *Long Point First Nation* en novembre 2018. Depuis, Gazoduq a continué à faire parvenir de l'information sur le Projet à *Long Point First Nation* et a réitéré la disponibilité de son personnel pour participer à des rencontres. En janvier et février 2019, le chef de *Long Point First Nation* a indiqué à Gazoduq que le tracé proposé traversait leur territoire traditionnel, et que leur consentement était donc nécessaire pour que le Projet aille de l'avant.

En janvier et février 2019, le chef de *Long Point First Nation* a informé Gazoduq que le tracé proposé pour le Projet traverserait le territoire traditionnel de *Long Point First Nation* remièreet que, conséquemment, le consentement de *Long Point First Nation* serait nécessaire si le Projet voulait aller de l'avant.

En juillet 2019 Gazoduq a reçu une lettre de *Long Point First Nation* dans laquelle elle exprimait ses préoccupations quant à la façon dont les consultations avaient été menées jusqu'alors. Elle demandait aussi à Gazoduq de consulter l'ensemble des communautés algonquines en tant que groupe. En juillet 2019, Gazoduq a répondu qu'elle serait heureuse de rencontrer toutes les communautés algonquines touchées par le Projet en tant que groupe et a suggéré un lieu et une date de réunion. Cette rencontre prévue en début septembre 2019 a été reportée d'un commun accord à la suite de la lettre de *Kabaowek First Nation* à la ministre McKenna.

En septembre 2019, *Long Point First Nation* a envoyé une lettre à l'IDDPNQL décrivant ses préoccupations quant au rôle de l'IDDPNQL dans les consultations liées au Projet ; une réponse a été fournie par l'IDDPNQL en octobre 2019.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec *Long Point First Nation* Long Point First Nation (Winneway) afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.14 Nation huronne-wendat

Gazoduq a initié le dialogue avec la Nation huronne-wendat en novembre 2018.

Après une première rencontre entre les représentants de la Nation huronne-wendat et de Gazoduq en avril 2019, les parties ont échangé des versions d'une entente de collaboration prévoyant les modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont des études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

Une rencontre s'est tenue en septembre 2019 pour tenter de conclure l'entente de collaboration et discuter des prochaines étapes dans les échanges. En octobre et novembre, Gazoduq a contacté la Nation huronne-wendat afin de faire un suivi, notamment pour les études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec la Nation huronne-wendat afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.15 Première Nation des Essipiunnuat (Essipit)

Les représentants de la Première Nation des Essipiunnuat (Essipit) ont d'abord été rencontrés avant l'annonce de novembre 2018. Les communications avec Gazoduq relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont des études liées au Projet menées par les groupes autochtones, se sont poursuivies en 2019 au sein d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq (voir la section 4.3).

En septembre 2019, deux rencontres se sont tenues avec les représentants de la Première Nation des Essipiunnuat (Essipit), des représentants d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq, leurs conseillers, ainsi que les représentants de Gazoduq. La première rencontre comptait également des représentants de certains organismes de réglementation. Les points discutés comprenaient les processus réglementaires applicables et les échéanciers connexes. La deuxième réunion a porté sur les efforts de consultation en cours.

En novembre 2019, les discussions se sont poursuivies au sujet du financement des études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec la Première Nation des Essipiunnuat (Essipit) afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.16 Première Nation des Innus de Pessamit

Les représentants de la Première Nation des Innus de Pessamit ont d'abord été rencontrés avant l'annonce de novembre 2018. Les communications avec Gazoduq relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones, se sont poursuivies en 2019 au sein d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq (voir la section 4.3).

En septembre 2019, deux rencontres se sont tenues avec les représentants de la Première Nation des Innus de Pessamit, des représentants d'un regroupement de huit communautés qui collaborent

pour le Projet Gazoduq, leurs conseillers, ainsi que les représentants de Gazoduq. La première rencontre comptait également des représentants de certains organismes de réglementation. Les points discutés comprenaient les processus réglementaires applicables et les échéanciers connexes. La deuxième réunion a porté sur les efforts de consultations en cours.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec la Première Nation des Innus de Pessamit afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.17 Première Nation des Pekuakamiulnuatsh (Mashteuiatsh)

Les représentants de la Première Nation des Pekuakamiulnuatsh (Mashteuiatsh) ont d'abord été rencontrés avant l'annonce de novembre 2018. Les communications avec Gazoduq relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones, se sont poursuivies en 2019 au sein d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq (voir la section 4.3).

En septembre 2019, deux rencontres se sont tenues avec les représentants de la Première Nation des Pekuakamiulnuatsh (Mashteuiatsh), des représentants d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq, leurs conseillers, ainsi que les représentants de Gazoduq. La première rencontre comptait également des représentants de certains organismes de réglementation. Les points discutés comprenaient les processus réglementaires applicables et les échéanciers connexes. La deuxième réunion a porté sur les efforts de consultations en cours.

En novembre 2019, les discussions se sont poursuivies au sujet du financement des études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec la Première Nation des Pekuakamiulnuatsh (Mashteuiatsh) afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.18 Timiskaming First Nation

Gazoduq a initié le dialogue avec *Timiskaming First Nation* en novembre 2018. Depuis, Gazoduq a continué à faire parvenir de l'information sur le Projet à *Timiskaming First Nation* et a réitéré la disponibilité de son personnel pour participer à des rencontres.

Gazoduq s'est engagée à échanger avec *Timiskaming First Nation* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.1.19 Wolf Lake First Nation (Hunter's Point)

À la suite de la réception, en février 2019, de la liste des groupes autochtones devant être consultés émise par la Couronne, Gazoduq a initié le dialogue avec *Wolf Lake First Nation (Hunter's Point)* en mars 2019 avec une lettre qui détaille les différentes phases du processus d'information et de consultation amorcé en novembre 2018.

Depuis, Gazoduq a continué à faire parvenir de l'information sur le Projet à *Wolf Lake First Nation (Hunter's Point)* et a réitéré la disponibilité de son personnel pour participer à des rencontres.

Gazoduq s'est engagée à échanger avec *Wolf Lake First Nation (Hunter's Point)* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.2 Groupes autochtones en Ontario consultés pour le Projet

4.6.2.2.1 Beaverhouse Indigenous Community

En novembre 2018, Gazoduq a initié le dialogue avec *Beaverhouse Indigenous Community*.

Gazoduq a rencontré le chef et le gestionnaire du développement économique en décembre 2018 afin de discuter du Projet et des prochaines étapes dans leurs échanges.

Gazoduq a rencontré à deux autres reprises des représentants élus de la communauté et les communications se poursuivent relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

En août, septembre et octobre 2019, Gazoduq a rencontré les représentants de *Beaverhouse Indigenous Community* afin de leur fournir de l'information sur le Projet.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec les représentants de *Beaverhouse Indigenous Community* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.2.2 Flying Post First Nation

À la suite de la réception, en février 2019, de la liste émise par la Couronne des groupes autochtones devant être consultés, Gazoduq a initié le dialogue avec *Flying Post First Nation* en mars 2019 avec une lettre qui détaille les différentes phases du processus d'information et de consultation amorcé en novembre 2018.

Gazoduq a continué à faire parvenir de l'information sur le Projet à *Flying Post First Nation* et a réitéré la disponibilité de son personnel pour participer à des rencontres.

En octobre 2019, une lettre de *Flying Post First Nation, Matachewan First Nation, et Mattagami First Nation*, a été reçue par Gazoduq, lui demandant de poursuivre les relations avec ces trois groupes autochtones en tant que regroupement.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec les représentants de *Flying Post First Nation* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.2.3 Matachewan First Nation

En novembre 2018, Gazoduq a initié le dialogue avec *Matachewan First Nation*.

En juin 2019, Gazoduq a rencontré la responsable du territoire et des ressources de *Matachewan First Nation* et un technicien de projet du conseil tribal de Wabun et en août un membre du Conseil de *Matachewan First Nation* s'est joint aux discussions. Les discussions se poursuivent relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

En octobre 2019, une lettre de *Flying Post First Nation, Matachewan First Nation, et Mattagami First Nation*, a été reçue par Gazoduq, lui demandant de poursuivre les relations avec ces trois Premières Nations en tant que regroupement.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec les représentants de *Matachewan First Nation* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.2.4 Mattagami First Nation

À la suite de la réception en février 2019 de la liste émise par la Couronne des groupes autochtones devant être consultés, Gazoduq a initié le dialogue avec *Mattagami First Nation* en mars 2019 avec une lettre qui détaille les différentes phases du processus d'information et de consultation amorcé en novembre 2018.

Gazoduq a continué à faire parvenir de l'information sur le Projet à *Mattagami First Nation* et a réitéré la disponibilité de son personnel pour participer à des rencontres.

En octobre 2019, une lettre de *Flying Post First Nation, Matachewan First Nation*, et *Mattagami First Nation*, a été reçue par Gazoduq, lui demandant de poursuivre les relations avec ces trois Premières Nations en tant que regroupement.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec les représentants de *Mattagami First Nation* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.2.5 Métis Nation of Ontario

En novembre 2018, Gazoduq a initié le dialogue avec *Métis Nation of Ontario*.

En avril 2019, Gazoduq a rencontré le comité de consultation de *Métis Nation of Ontario* – Région 3 et en août Gazoduq a eu une rencontre avec son responsable régional. Les discussions se poursuivient relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

En septembre et octobre 2019, Gazoduq a rencontré les représentants de *Métis Nation of Ontario* et leur a fourni les informations liées au Projet.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec les représentants de *Métis Nation of Ontario* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.2.6 Taykwa Tagamou Nation (New Post)

Gazoduq a reçu une lettre du chef datée du 24 janvier 2019, transmise à la suite du dépôt par Gazoduq de la Description du projet préalable à la demande. À la suite de la réception de cette lettre en février 2019, Gazoduq a entamé des échanges avec *Taykwa Tagamou Nation (New Post). Taykwa Tagamou Nation (New Post)* a reçu de l'information sur les différentes phases du processus d'information et de consultation amorcé en novembre 2018.

En avril 2019, Gazoduq a rencontré le chef, le conseil et le conseiller juridique de la Nation afin de discuter et de faire le point sur le Projet et le processus de consultation. *Taykwa Tagamou Nation (New Post)* a indiqué que les consultations relatives au Projet sont essentielles et que son consentement est nécessaire pour Gazoduq. Elle a aussi fait une affirmation générale de ses droits à cette occasion. Les parties ne se sont toujours pas entendues sur les modalités du processus de consultation et le financement des différentes activités liées à leurs échanges. Gazoduq poursuit néanmoins à leur faire parvenir de l'information sur le Projet.

En novembre 2019, Gazoduq a répondu aux lettres envoyées par *Taykwa Tagamou Nation (New Post)* à l'Office National de l'Énergie (ONÉ) en août 2019. Les lettres faisaient état de préoccupations liées au processus de consultation et à la façon dont le projet pourrait avoir des répercussions sur les droits de *Taykwa Tagamou Nation (New Post).* Gazoduq a répondu à *Taykwa Tagamou Nation (New Post)* au sujet des éléments qui étaient directement portés à son attention.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec les représentants de *Taykwa Tagamou Nation (New Post)* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.2.7 Temagami First Nation

À la suite de la réception, en mai 2019, de la liste des groupes autochtones devant être consultés émise par la Couronne, Gazoduq a initié le dialogue avec *Temagami First Nation* en mai 2019.

Gazoduq a continué à faire parvenir de l'information sur le Projet à *Temagami First Nation* et a réitéré la disponibilité de son personnel pour participer à des rencontres.

En octobre 2019, Gazoduq a rencontré des représentants de *Temagami First Nation* pour leur fournir des informations sur le Projet, discuter des processus réglementaires ainsi que des études liées au Projet menées par les groupes autochtones, et du financement associé. Les représentants de

Temagami First Nation se sont engagés à informer le chef et le conseil, puis à faire un suivi auprès de Gazoduq.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec les représentants de *Temagami First Nation* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.6.2.2.8 Wahgoshig First Nation

Les représentants de *Wahgoshig First Nation* ont d'abord été rencontrés avant l'annonce de novembre 2018. Les communications avec Gazoduq relativement aux modalités des échanges d'information ainsi que des ressources financières nécessaires à la réalisation des différentes activités, dont les études liées au Projet menées par les groupes autochtones, se sont poursuivies en 2019, à sa suggestion, au sein d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq (voir la section 4.3).

En septembre 2019, deux rencontres se sont tenues avec les représentants de *Wahgoshig First Nation,* des représentants d'un regroupement de huit communautés qui collaborent pour le Projet Gazoduq, leurs conseillers, ainsi que les représentants de Gazoduq. La première rencontre comptait également des représentants de certains organismes de réglementation. Les points discutés comprenaient les processus réglementaires applicables et les échéanciers connexes. La deuxième réunion a porté sur les efforts de consultation en cours.

En octobre 2019, Gazoduq a tenu une journée portes ouvertes et une séance d'information communautaire.

En octobre et novembre 2019, les discussions se sont poursuivies au sujet du des études liées au Projet menées par les groupes autochtones.

Gazoduq s'est engagée à poursuivre les discussions avec *Wahgoshig First Nation* afin de mieux comprendre toutes répercussions liées au Projet.

4.7 Étapes à venir

Depuis l'été 2018, Gazoduq a fait preuve d'ouverture et de transparence dans son approche auprès des groupes autochtones afin d'adapter la démarche de participation et de consultation aux besoins, activités, intérêts et priorités de chacun. Des informations ont été envoyées aux groupes autochtones susceptibles d'être touchés, au fur et à mesure qu'ils ont été identifiés et à chaque étape importante de l'avancement du Projet, et Gazoduq s'est rendue disponible et a offert son soutien afin d'engager un dialogue ou le poursuivre. Gazoduq prévoit maintenir cette approche.

Les attentes des groupes autochtones envers les retombées économiques du Projet étant importantes, Gazoduq a d'ores et déjà mis en œuvre des mesures visant à favoriser les entrepreneurs et fournisseurs autochtones. Il est également dans l'intention de Gazoduq de maintenir une participation active des autochtones dans les travaux ultérieurs prévus durant les phases de construction et d'exploitation.

Des échanges continus avec les groupes autochtones permettront de continuer de répondre à leurs besoins en termes de communication et de consultation, d'améliorer le Projet en intégrant le savoir traditionnel autochtone et en évitant ou atténuant les répercussions de ce dernier sur les droits des peuples autochtones, d'identifier des occasions d'emploi, de formation ou d'affaires, et de discuter des possibilités de participation financière et autres bénéfices.

Gazoduq continuera, au cours du développement du Projet, à fournir aux groupes autochtones l'information qui leur sera utile afin qu'ils identifient les répercussions potentielles du Projet sur leurs droits et les effets potentiels sur l'utilisation des ressources et du territoire à des fins traditionnelles. À travers le dialogue et idéalement grâce à des rencontres avec les groupes autochtones et leurs représentants, les enjeux relatifs au Projet pourront être identifiés par les groupes autochtones.

Pour chacun des groupes, les enjeux identifiés seront précisés au cours d'échanges avec Gazoduq et les moyens pour atténuer, éviter ou remédier aux effets potentiels du Projet seront discutés, raffinés et dans la mesure nécessaire intégrés au Projet.

Afin de mieux adapter son approche à chaque groupe autochtone, l'ensemble ou certains des moyens suivants sont ou seront mis en œuvre afin de permettre à Gazoduq de mieux comprendre la façon dont les groupes autochtones exercent leur droits et les répercussions potentielles de son Projet :

- rencontres publiques, de travail ou technique, avec le Conseil des élus, la communauté ou des membres d'un groupe spécifique et visites de sites d'intérêt (les communications et la documentation sont en français ou en anglais selon la préférence exprimée par chaque groupe)
- lettres, présentations, fiches thématiques, cartes géographiques, radio communautaire, site Web (les communications et la documentation sont en français ou en anglais selon la préférence exprimée par chaque groupe)

Gazoduq partagera aussi avec chaque groupe autochtone la partie de l'étude d'impact qui les concerne avant le dépôt de celle-ci afin de solliciter leurs commentaires et d'en tenir compte dans le cadre de la préparation de l'étude.

Gazoduq souhaite que les relations avec les groupes autochtones soient encadrées par une ou des ententes qui prévoiraient, entre autres, les modalités de l'échange d'information, les activités à réaliser, les échéances et les dépenses remboursées par Gazoduq, le tout afin de soutenir leur éventuelle collaboration et leur participation au processus de consultation.

Gazoduq est aussi disposée à consulter les groupes autochtones qui le voudront au sein d'un collectif ou d'un regroupement.

Gazoduq continuera de consulter et de partager l'information sur le Projet avec les groupes autochtones tout au long du processus réglementaire et pendant toute la durée du Projet.

5 Études et plans ou évaluations régionales

Dans l'élaboration du Projet et des dépôts réglementaires connexes, Gazoduq s'appuie sur une combinaison de sources, parmi lesquelles figurent les suivantes :

- connaissances et expertise de son équipe et de ses consultants
- codes, normes et pratiques exemplaires de l'industrie
- constatations des travaux environnementaux et techniques réalisés
- rétroaction des consultations menées auprès des parties prenantes, des communautés autochtones, et des autorités gouvernementales (régionales, municipales, provinciales et fédérales)
- savoir traditionnel des communautés autochtones
- documents d'orientation, études et plans publiés par des organismes réglementaires et gouvernementaux

Le tableau 5-1 dresse une liste de certains des documents d'orientation, études et plans fédéraux auxquels a accès la population et qui servent, le cas échéant, à l'élaboration du Projet et des dépôts réglementaires.

Tableau 5-1: Liste préliminaire des études et des plans fédéraux

Organisme gouvernemental	Études et plans
Agence canadienne d'évaluation environnementale	• Intégration des considérations relatives au changement climatique à l'évaluation environnementale : Guide général des praticiens, 2016
Agence d'évaluation d'impact du Canada	• Guide du praticien sur les évaluations d'impact fédérales en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact*, 2019
Environnement et Changement climatique Canada	• Politique fédérale sur la conservation des terres humides, 1991 • Politique fédérale sur la conservation des terres humides : Guide de mise en œuvre, 1996 • Directive pour les évaluations environnementales relatives aux milieux humides, 1998 • Directive pour les évaluations environnementales relatives aux oiseaux migrateurs, 1998 • Aperçu des méthodes d'évaluation des fonctions écologiques des terres humides, 2006 • Aperçu des méthodes d'évaluation des fonctions écologiques des terres humides, 2008 • Directive pour les évaluations environnementales relatives à l'habitat forestier des oiseaux migrateurs, 2013 • Guide des meilleures pratiques en matière d'évaluation environnementale pour les espèces sauvages en péril au Canada, 2013 • Communications nationales et rapports biennaux du Canada en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, 2017 • Stratégies de rétablissement potentiellement applicables, plans d'action et plans de gestion des espèces en péril[11] • Guide technique sur la déclaration des émissions de gaz à effet de serre, 2019
Santé Canada	• Conseils pour l'évaluation des impacts sur la santé humaine dans le cadre des évaluations environnementales : le bruit, 2017 • Conseils pour l'évaluation des impacts sur la santé humaine dans le cadre des évaluations environnementales : qualité de l'air, 2016 • Conseils pour l'évaluation des impacts sur la santé humaine dans le cadre des évaluations environnementales : la qualité de l'eau potable et de l'eau utilisée à des fins récréatives, 2016 • Conseils pour l'évaluation des impacts pour la santé humaine dans le cadre des évaluations environnementales : les aliments traditionnels, 2018
Office national de l'énergie	• Meilleure technologie disponible pour les pipelines de ressort fédéral, 2016

[11] On se reportera à la liste disponible sous : https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-public-especes-peril/programmes-retablissement.html

Par ailleurs, Gazoduq n'a connaissance d'aucune évaluation régionale en voie d'être préparée en vertu des articles 92 ou 93 de la *Loi sur l'évaluation d'impact* et qui serait applicable au Projet. Dans le cadre de la préparation de la Description initiale de projet, Gazoduq a communiqué avec l'AEIC afin de s'enquérir de l'existence d'une telle évaluation régionale pertinente au Projet. Selon les informations reçues de l'AEIC, aucune évaluation régionale pertinente au Projet n'a été faite à ce jour et aucune n'est en voie d'être préparée.

6 Évaluation stratégique en vertu de l'article 95 de la *Loi sur l'évaluation d'impact*

Environnement et changement climatique Canada (ECCC) avait entrepris en 2019 des consultations publiques portant sur une version préliminaire de l'évaluation stratégique des changements climatiques qui ne s'appliquerait qu'aux projets désignés évalués en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact*. Gazoduq comprend que l'évaluation stratégique comportera des exigences en matière d'information sur les gaz à effet de serre (GES) et les changements climatiques et qu'elle serait publiée au début de 2020. Gazoduq comprend que les directives et les exigences contenues dans cette version préliminaire du document (et, tel que trouvé sur le lien suivant : https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/sacc/Draft_Strategic_Assessment_of_Climate_Change.pdf) peuvent servir de base à son évaluation.

C Renseignements sur le Projet

7 Raison dêtre, nécessité et avantages potentiels du Projet

Le Projet a pour but de construire et d'exploiter une conduite de transport de gaz naturel à partir du point de raccordement avec la canalisation principale de TC Énergie, près de Ramore, en Ontario, afin d'alimenter le futur complexe de liquéfaction, d'entreposage et d'exportation de gaz naturel à Saguenay, au Québec (Énergie Saguenay).

Gazoduq conclura une entente de services de transport à long terme avec GNLQ pour son service de transport de gaz naturel proposé à Énergie Saguenay, qui exigera que Gazoduq conçoive, construise, possède et exploite le Projet.

Le Projet permettra d'établir le lien nécessaire entre les approvisionnements en gaz naturel existants dans l'Ouest canadien et Énergie Saguenay qui desservira l'Europe, l'Asie et d'autres parties du monde. De plus, le projet se veut une conduite de transport de gaz naturel à libre accès qui pourra donner accès à des services de transport de gaz naturel aux entreprises locales de distribution du nord de l'Ontario et du Québec. À cet égard, Gazoduq a lancé un appel de soumissions non contraignant le 4 décembre 2019 pour confirmer l'intérêt connu et solliciter un intérêt supplémentaire pour le transport de gaz naturel par l'entremise du Projet, qui pourrait ensuite être pris en compte dans les besoins en capacité. La période de soumissions s'est terminée le 6 janvier 2020.

On s'attend à ce que l'accès à long terme au gaz naturel canadien à des prix concurrentiels permette à Énergie Saguenay de fournir du GNL sur les marchés internationaux et de remplacer les sources d'énergie plus polluantes, comme le charbon, le mazout et le diesel. Par conséquent, le Projet pourrait avoir un effet bénéfique sur les questions de santé publique liées à la qualité de l'air, au smog, aux pluies acides et aux changements climatiques, en contribuant à la réduction de l'émission de GES, de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes d'azote (NO_x) et de matières particulaires (MP).

De l'avis de Gazoduq, le Projet est compatible avec les politiques énergétiques et climatiques provinciales, canadiennes et internationales, puisqu'il devrait faciliter une transition énergétique vers le gaz naturel, en remplaçant des sources d'énergie plus émettrices actuellement utilisées dans les marchés internationaux. Il peut aussi répondre, dans certains cas, à des besoins spécifiques, au Québec et dans le Nord de l'Ontario, dans une perspective où les utilisateurs pourront bénéficier d'une source moins émissive, permettant ainsi de soutenir la lutte aux changements climatiques.

Le Projet établira un lien entre les producteurs canadiens de gaz naturel et les marchés internationaux du GNL, facilitant ainsi non seulement le remplacement des sources d'énergie qui émettent plus de GES, mais aussi l'expansion du commerce international au Québec, en Ontario, en Alberta et au Canada.

Le Projet représente un investissement de cinq milliards de dollars par Gazoduq et générera par conséquent d'importantes retombées économiques, y compris la création d'emplois et diverses sources de revenus supplémentaires pour le Québec, l'Ontario et le Canada. Les besoins en main-d'œuvre et les retombées économiques du Projet seront définis plus précisément à mesure que sa planification progressera.

Gazoduq est à établir des relations à long terme avec les communautés locales et autochtones situées le long du gazoduc et souhaite créer des partenariats d'affaires mutuellement avantageux pour soutenir le Projet pour toute sa durée d'exploitation.

8 Dispositions applicables au Projet

Le Projet est assujetti aux dispositions de l'article 2 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* car il prévoit la construction d'approximativement 780 km d'un nouveau gazoduc interprovincial dans environ 740 km (95 %) de nouvelle emprise. Cette distance est supérieure au seuil de 75 km de nouvelle emprise spécifié à l'article 41 du *Règlement sur les activités concrètes* et par conséquent, le Projet est un « projet désigné » en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact*. Le terrain qui est destiné à être aménagé pour le Projet est parallèle ou contigu à l'emprise existante sur environ 40 km, ou 5 %, de sa longueur[12].

9 Activités, infrastructures et structures et ouvrages, permanents ou temporaires

Le Projet nécessitera des postes de compression, des vannes de sectionnement, des installations d'inspection de la conduite, des postes de mesurage, des équipements connexes et des chemins d'accès permanents. En outre, diverses aires d'entreposage temporaire, routes d'accès et camps de travail seront nécessaires durant la phase de construction. La construction de lignes d'alimentation en électricité par les entreprises locales de services publics pour les fins du Projet est également à l'étude, et ce, afin de faciliter l'utilisation de compresseurs électriques au Québec et réduire les effets du Projet sur les GES.

Le Projet sera conçu, construit, exploité et finalement désaffecté conformément aux lois, règlements, codes et normes applicables. Des systèmes et des programmes de gestion seront développés et appliqués pour l'ensemble du cycle de vie du Projet.

Les aspects techniques du Projet, y compris les principales composantes et activités décrites ci-dessous, seront validés au cours des phases d'ingénierie préliminaire et détaillée.

9.1 Composantes principales

Aux fins du présent Projet, le gazoduc est une conduite souterraine d'environ 780 km qui transportera du gaz naturel à partir du point de raccordement avec la canalisation principale de TC Énergie, près de Ramore, en Ontario, afin d'alimenter Énergie Saguenay.

Tableau 9-1: Le gazoduc

Localisation comparativement au niveau du sol	Souterrain (y compris les terres agricoles, les forêts, les zones d'assise rocheuse, tous les cours d'eau, etc.)[13]
Longueur	Approximativement 780 km
Diamètre extérieur	42 pouces (1 067 mm)
Matériau de la conduite	Acier à haute résistance avec revêtement époxy apposé par fusion

[12] Le paragraphe 1(1) du *Règlement sur les activités concrètes* définit une nouvelle emprise comme suit : «Terrain qui, d'une part, est destiné à être aménagé pour une ligne internationale de transport d'électricité, un *pipeline* au sens de l'article 2 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, une ligne de chemin de fer ou une voie publique utilisable en toute saison et qui, d'autre part, n'est ni situé le long d'un terrain aménagé pour une ligne de transport d'électricité, un pipeline d'hydrocarbures, une ligne de chemin de fer ou une voie publique utilisable en toute saison, ni contigu à un tel terrain.»

[13] À l'exception des installations se trouvant à l'intérieur des zones clôturées (vannes de sectionnement de la canalisation principale, installations d'inspection de la conduite, poste de mesurage et postes de compression).

Largeur requise pour la construction (valeur type)	Environ 45 m de largeur plus espace temporaire pour travaux aux points de franchissement
Largeur de l'emprise permanente (valeur type)	Environ 25 m de largeur
Propriété foncière	Servitudes à acquérir (tenures privées et publiques)

Un poste de compression est une installation qui fournit l'énergie nécessaire pour compenser la perte de pression qui survient le long de la conduite et ainsi permettre le déplacement du gaz naturel jusqu'à son point de livraison. Selon leur localisation, les unités de compression seront alimentées par des turbines électriques ou des turbines à gaz. Au Québec, l'utilisation d'unité de compression alimentées par des turbines électriques et présentement à l'étude. Se reporter à la section 23 de la présente DDP pour de plus amples renseignements.

Tableau 9-2 : Postes de compression

Emplacements proposés (3)	• Près de Ramore (Ontario) • Près de La Corne (Québec) • Près du lac Ashuapmushuan (Québec)
Superficie	Approximativement 5 à 10 ha par poste
Alimentation électrique	Électricité ou gaz naturel
Propriété foncière	Terrain à acheter ou à louer

Un poste de mesurage est une installation qui sert à mesurer le gaz qui est livré chez un client.

Tableau 9-3 : Poste de mesurage[14]

Nombre	Un poste (mesure pour le Complexe GNL)
Superficie	Environ 0,5 ha
Propriété foncière	Terrains à acheter ou à louer

Les vannes de sectionnement servent à arrêter le débit du gaz naturel pour des raisons d'entretien ou advenant un incident sur la conduite et ainsi réduire le volume de gaz naturel pouvant potentiellement être émis dans l'atmosphère.

Tableau 9-4 : Vannes de sectionnement

Nombre	Environ 25 sites de vannes de sectionnement sur le gazoduc
Superficie	Environ 0,03 ha par site
Propriété foncière	Sites situés dans l'emprise permanente

Les installations d'inspection de la conduite consistent en des réceptacles servant à introduire ou à retirer les outils d'inspection permettant de vérifier l'état de la conduite.

[14] Un second poste de mesurage entre les installations de TC Énergie et celles de Gazoduq est également prévu. Ce poste sera de la responsabilité et un actif de TC Énergie.

Tableau 9-5 : Installations d'inspection de la conduite

Nombre	4 postes de lancement et 4 postes de réception
Lieu	1 poste principal sera doté d'un dispositif de lancement et d'un dispositif de réception. Les autres postes de lancement et de réception seront situés à l'intérieur des postes de compression et de mesurage.
Superficie	Environ 0,2 ha par poste
Propriété foncière	Postes situés dans l'emprise permanente

Tableau 9-6 : Équipements connexes

• Centre de contrôle des opérations, incluant un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) système permettant de surveiller les paramètres d'opérations à distance et d'intervenir au besoin
• Système de protection cathodique assurant la protection de la conduite contre la corrosion
• Équipement de sécurité et panneaux de signalisation

9.2 Activités de la phase de planification et de conception

Au cours de cette phase, les activités prévues comprennent notamment :

- exécution de la planification et de la conception préliminaire du Projet
- consultation auprès des communautés autochtones et des parties prenantes
- réalisation des études biophysiques et socio-économiques, y compris les inventaires sur le terrain
- amorce de la conception technique détaillée, des études géotechniques et des travaux connexes sur le terrain
- consultation auprès des propriétaires fonciers, des résidents et des autres utilisateurs des terres;
- consultation auprès des autorités qui gèrent les terres de la Couronne
- mise en œuvre des systèmes de gestion pertinents à la phase de planification et de conception
- préparation des demandes d'autorisation requises et participation au processus d'examen réglementaire

9.3 Activités de la phase de construction

Les activités de construction comprendront, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants :

- mise en application des systèmes et des programmes de gestion pertinents pour la phase de construction (par exemple, plans des mesures d'urgence, plans de protection de l'environnement et plans de santé et de sécurité spécifiques au Projet)
- poursuite des activités de consultation
- aménagement de sites temporaires (par exemple, camps de travailleurs, aires d'entreposage et chemins d'accès)
- préparation des zones de travail (par exemple, arpentage, déboisement, décapage et conservation des sols)
- assemblage des sections de conduite (par exemple, cintrage, bardage, soudage, vérification des soudures, revêtement des soudures et inspection du revêtement)

- arpentage de la ligne de tranchée, excavation de la tranchée (dynamitage, lorsque nécessaire), protection de la conduite dans la tranchée, mise en fouille de la conduite, installation des cavaliers de lestage si nécessaire, prise de relevés « tels que construits » et remblayage de la tranchée
- exécution des franchissements de cours d'eau et installation des mesures de contrôle de l'érosion, si requis
- construction des autres infrastructures afférentes au gazoduc (par exemple, vannes de sectionnement, postes de compression, postes de mesurage et centre de contrôle des opérations)
- installation des systèmes de protection cathodique
- nettoyage de l'intérieur de la conduite et réalisation des essais hydrostatiques d'étanchéité
- mise en service du gazoduc
- nettoyage et remise en état des sites

9.4 Activités de la phase d'exploitation

Une fois que le gazoduc aura été construit, mis à l'essai et mis en service, et après que les autorités réglementaires auront autorisé son fonctionnement, il sera rempli de gaz naturel pour entreprendre la phase d'exploitation. Pendant cette phase, le gazoduc fera l'objet d'une surveillance à distance 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, au moyen d'un système SCADA. Ce système fournira des données d'exploitation en continu aux techniciens du centre de contrôle. Ces techniciens très spécialisés seront alertés advenant tout fonctionnement anormal ou toute perte de communication concernant le gazoduc. Ceci leur permettra de réagir rapidement et de prendre les mesures nécessaires pour assurer la poursuite de l'exploitation sécuritaire du gazoduc.

Les systèmes de gestion et les programmes de prévention seront intégrés à la phase d'exploitation du Projet, qui comprendra, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants :

- patrouilles terrestres et aériennes
- inspections d'intégrité interne
- surveillance des systèmes de protection cathodique
- pose et entretien de panneaux indiquant la présence du gazoduc le long des routes et aux traversées de cours d'eau
- entretien préventif
- planification et gestion des interventions d'urgence
- maintien de l'intégrité
- gestion en matière de santé et sécurité
- protection environnementale

Les autres activités d'exploitation comprennent la transition des programmes de consultation liés au Projet vers des programmes permanents de communication et de sensibilisation du public auprès des communautés locales et autochtones, des propriétaires fonciers, des services d'urgence, des autorités locales, et autres, si requis.

9.5 Désaffectation et fermeture

Il est anticipé que le Projet soit en exploitation pendant au moins 25 ans pour répondre aux besoins de GNLQ, la principale cliente de Gazoduq. Toutefois, les installations du Projet pourraient être en exploitation pendant une période de 50 ans ou plus, sur la base de gazoducs existants en exploitation en Amérique du Nord.

Les activités de désaffectation et de fermeture seront exécutées conformément aux exigences réglementaires fédérales et provinciales applicables qui seront en vigueur à ce moment-là.

10 Capacité de production maximale

La capacité nominale du gazoduc est d'environ 51 millions de mètres cubes (1,8 milliard de pieds cubes) de gaz naturel par jour. Il est prévu que le Projet soit en exploitation au cours du quatrième trimestre de 2024. La mise en service d'Énergie Saguenay devrait avoir lieu, quant à elle, en 2025.

11 Calendrier du Projet

Tableau 11-1 : Points saillants du calendrier de Projet[15]

Jalon	Calendrier
Sélection du Corridor d'étude	Premier trimestre de 2018
Annonce du Projet Présentation de la DPPD et de l'Avis de projet	Novembre 2018
Annonce de la zone d'aménagement privilégiée (ZAP)	Avril 2019
Dépôt de la DIP	Octobre 2019
Dépôt de la DDP	Janvier 2020
Appel de soumissions non contraignant	Du 4 décembre 2019 au 6 janvier 2020
Présentation de l'étude d'impact (à l'Agence), de l'étude d'impact sur l'environnement (au MELCC) et de l'étude d'agroforesterie (à la CPTAQ)	Printemps 2020
Obtention des approbations réglementaires clés	Troisième trimestre 2021
Construction	Fin 2021 / début 2022 à 2024
Mise en service	Quatrième trimestre de 2024
Exploitation	2025 à 2050+
Désaffectation et fermeture	Activités post-exploitation (approx. 2 ans)
Participation des autochtones et des parties prenantes	De 2018 à la désaffectation/fermeture

12 Options et solutions de rechange potentielles

Différentes options ont été analysées pour livrer les quantités de gaz naturel dont Énergie Saguenay a besoin pour répondre aux ventes prévues de GNLQ. Ces options sont décrites ci-dessous.

[15] Il est à noter qu'aucune expansion du Projet n'est prévue à l'heure actuelle.

12.1 Solutions de rechange potentielles à la réalisation du Projet

Dans un premier temps, les installations de gaz naturel existantes situées à proximité d'Énergie Saguenay ont été identifiées et évaluées afin de déterminer si ces installations avaient la capacité de fournir à Énergie Saguenay les quantités requises de gaz naturel. Les seules installations existantes à proximité sont celles d'Énergir, un distributeur de gaz naturel au Québec, qui livre dans la région du Saguenay par un gazoduc de 40 cm (16 po). La capacité de ce gazoduc ne représente qu'une petite fraction des volumes dont Énergie Saguenay aura besoin. Étant donné le manque de capacité des installations existantes, un nouveau gazoduc de plus grand diamètre est nécessaire.

Afin d'évaluer la faisabilité d'un nouveau gazoduc et d'en définir ses paramètres clés, des analyses ont été menées. Trois axes d'implantation ont été examinés dans le cadre de ces analyses, lesquels sont illustrés à la figure 12-1.

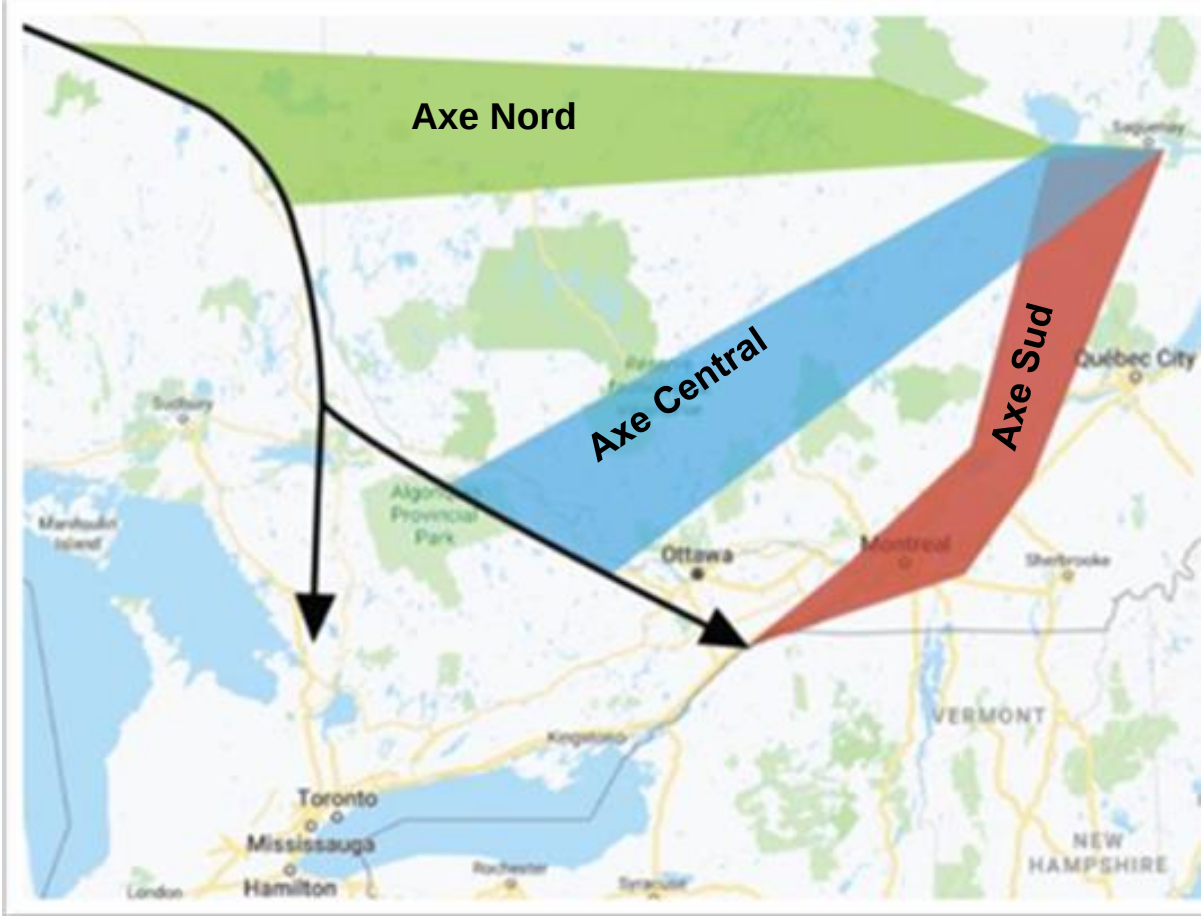


Figure 12-1 : Axes alternatifs considérés

Les axes d'implantation ont été déterminés en tenant compte des exigences clés suivantes :

- capacité de raccordement aux installations de GNL Québec inc. au Saguenay;
- capacité de raccordement à des infrastructures existantes de transport de gaz naturel offrant actuellement une capacité suffisante, ou dont la capacité peut être augmentée afin de combler les besoins de GNL Québec inc.;
- avoir une capacité suffisante pour livrer du gaz naturel canadien pour combler les besoins de GNL Québec inc.

Les trois axes alternatifs ont été analysés par des experts dans les domaines de l'environnement, des relations autochtones, des relations communautaires, du génie, de la construction, du droit, de la réglementation, de l'immobilier et du commercial.

12.1.1 L'Axe Sud

L'Axe Sud a été établi en tenant compte du gazoduc existant de TC Énergie ainsi que des actifs d'Énergir, le long des rives nord et sud du fleuve Saint-Laurent, et en suivant un itinéraire substantiellement parallèle au gazoduc existant d'Énergir, entre Trois-Rivières et Saguenay.

L'Axe Sud a été rejeté pour les raisons suivantes :

- forte densité de population le long des rives du fleuve Saint-Laurent
- options d'itinéraires essentiellement situées sur des terres privées, ce qui aurait nécessité une certaine perturbation de l'utilisation privée
- contraintes liées à l'acceptabilité
- défis liés à la construction, y compris le nombre potentiel de franchissements d'infrastructures (autoroutes, routes et voies ferrées), associés à une forte densité de population
- situé le long de la rive sud du fleuve Saint-Laurent, exigerait le franchissement de cet important cours d'eau et pouvant être un défi à bien des égards
- raccordement avec la canalisation principale de TC Énergie dans une section fortement utilisée et plus coûteuse (du point de vue des tarifs de service de transport) de son réseau
- possibilité de livraison de gaz naturel provenant du Canada et des États-Unis

12.1.2 L'Axe Central

L'Axe Central présentait l'avantage de traverser des zones considérablement moins urbanisées que l'Axe Sud et offrait une voie plus directe vers Énergie Saguenay. Il a toutefois été rejeté, principalement en raison de la présence de zones d'intérêt sur les plans écologique (aires protégées) et récréatif (zones d'exploitation contrôlée, pourvoiries, etc.) qu'il serait difficile, sinon impossible de contourner. De plus, le raccordement avec le gazoduc de TC Énergie devrait également être effectué dans une section fortement utilisée et plus coûteuse (du point de vue des tarifs de service de transport) du son réseau.

12.1.3 L'Axe Nord

L'Axe Nord a été analysé et sélectionné comme l'option préférée, principalement pour les raisons suivantes :

- les commentaires préliminaires de représentants des communautés autochtones consultées initialement (voir section 4.1) et leur rétroaction indiquaient que cette voie était intéressante
- densité de population considérablement plus faible sur la plus grande partie de l'axe d'implantation
- possibilité d'éviter des zones d'intérêt écologique ou récréatif
- possibilité de traverser surtout des terres publiques
- moins grand nombre de franchissements d'infrastructures (autoroutes, routes et voies ferrées)
- occasions potentielles de développement économique, y compris l'approvisionnement en gaz naturel par des entreprises locales de distribution d'énergie

- raccordement avec la canalisation principale de TC Énergie dans une section sous-utilisée et moins coûteuse (du point de vue des tarifs de transport) de son réseau
- accès à des sources de gaz naturel 100 % canadien

En raison de tous les attributs positifs énumérés ci-dessus (y compris la réduction des tarifs de transport sur la canalisation principale existante), l'Axe Nord constitue la meilleure option pour le Projet.

Ainsi, un Corridor d'étude a été déterminé dans l'axe sélectionné (Axe Nord) à des fins d'analyse plus poussée. Les limites du Corridor d'étude ont donc été établies sur la base des principaux critères suivants :

- **Limite ouest :** le point de départ du Projet doit être connecté au réseau existant de TC Énergie et situé dans le secteur de Ramore, en Ontario. Il est important de noter que des discussions avec des représentants de TC Énergie ont permis de confirmer l'endroit exact de raccordement à leur réseau[16]
- **Limite Est :** le point d'arrivée est déterminé par l'emplacement prévu du terminal d'Énergie Saguenay pour l'entreposage et la liquéfaction de gaz naturel situé à Saguenay
- **Limite Sud :** éviter des secteurs d'intérêt écologique et récréatif et de l'aire de répartition du caribou forestier située à Val-d'Or
- **Limite Nord :** éviter des aires de répartition du caribou forestier en Ontario et au Québec et demeurer au sud des réservoirs importants de ce secteur (lac Abitibi, réservoir Gouin et lac Saint-Jean)
- **Le plus direct :** favoriser le corridor le plus direct possible entre le point de départ et le point d'arrivée

Le Corridor d'étude a été choisi expressément, de façon à être éloigné des zones à forte densité de population et tel qu'indiqué ci-dessus, Gazoduq a également pris en compte plusieurs zones sensibles, telles que le lac Saint-Jean, le réservoir Gouin, le lac Abitibi, les aires de répartition du caribou des bois, ainsi que des aires protégées et des secteurs récréatifs (ZEC, pourvoiries, etc.). Le corridor d'étude a également été conçu pour éviter d'autres sensibilités spécifiquement connues, telles que celles associées aux milieux humides et à d'autres préoccupations environnementales. La limite du corridor d'étude a également été révisée, à la suite d'échanges avec le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee)/Gouvernement de la Nation Crie, afin d'éviter le chevauchement avec les territoires de chasse traditionnels des familles cries (souvent appelés terrains de trappage) situés au Québec.

12.2 Mise en œuvre des meilleures technologies disponibles (MTD)

Selon le rapport soumis au ministre des Ressources naturelles le 30 septembre 2016, intitulé « Les meilleures technologies disponibles pour les pipelines de ressort fédéral / rapport de l'Office national de l'énergie » (Office national de l'énergie, 2016), la définition d'une MTD est la suivante :

- « Meilleure technologie disponible » désigne la combinaison de mesures et de stratégies la plus appropriée ou nécessaire pour assurer la sécurité des personnes et l'atténuation des effets environnementaux négatifs

[16] En juin 2019, Gazoduq a précisé l'emplacement de raccordement du gazoduc avec le réseau principal de TC Énergie qui sera situé à environ 4 km au sud du poste de compression existant à Ramore, en Ontario. Une lettre à cet effet a été transmise à l'ONÉ en date du 27 juin 2019.

- « Meilleure » signifie que la technologie offre un degré élevé de protection des personnes et de l'environnement
- « Disponible » signifie une technologie abordable, couramment adoptée ou obligatoire
- « Technologie », au sens large, désigne un ensemble de techniques, de compétences, de méthodes et de procédés

Le rapport indique aussi que « les meilleures technologies disponibles interviennent uniquement dans la conception finale » et qu'« il est rare que l'ingénierie de base fasse intervenir les meilleures technologies disponibles », ce qui suggère que la mise en application des MTD n'aurait normalement pas à être déployée à cette étape-ci de l'élaboration du Projet de Gazoduq. Cependant, Gazoduq a commencé, dans certains cas, très tôt dans le processus de conception du Projet, à appliquer certains principes clés des MTD. Cela comprend notamment, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

- veiller à ce que l'analyse précoce des tracés possibles et la sélection ultérieure du Corridor d'étude soient effectuées de manière à mettre l'accent sur la sécurité des personnes et de l'environnement
- solliciter les premiers commentaires des groupes autochtones, organismes publics et gouvernementaux sur le Corridor d'étude élargi, plutôt que sur une trajectoire précise, afin de prendre en compte leurs commentaires et leurs préoccupations dans l'élaboration d'un éventuel tracé privilégié à être proposé
- entreprendre, dès la première étape, des visites de reconnaissance et utiliser les données LIDAR et des orthophotographies haute résolution pour ajuster le tracé privilégié à être proposé en fonction des contraintes environnementales potentielles et des problèmes de constructibilité
- réduire les émissions de gaz à effet de serre au cours de la phase d'exploitation du cycle de vie du Projet grâce à une conception efficace, qui comprend l'emplacement des postes de compression au Québec, afin de permettre l'utilisation potentielle de turbines électriques plutôt que de turbines au gaz naturel
- amorcer l'élaboration de plans de franchissement de cours d'eau propres à chacun des cours d'eau sensibles
- commencer la planification et le développement de systèmes de gestion, à un stade précoce, pour faciliter une approche systématique permettant de gérer et de réduire efficacement les risques et de satisfaire aux exigences en matière de santé, de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement

Gazoduq poursuivra la mise en œuvre des MTD tout au long du processus de conception, de construction, d'exploitation et de fermeture. Des mises à jour seront fournies, s'il y a lieu.

12.3 Solutions de rechange potentielles au Projet

Pour fournir le volume important de gaz naturel requis par Énergie Saguenay, un nouveau gazoduc de gros diamètre doit être construit. En outre, le gazoduc doit prendre sa source et être connecté à un emplacement qui est en mesure de fournir le même volume de gaz naturel requis. Il n'y a pas d'autre solution viable pour répondre aux exigences de GNL Québec.

D Renseignements sur l'emplacement

13 Emplacement projeté du Projet

Tel que mentionné, Gazoduq a entamé un processus exhaustif et itératif dans le but de déterminer un tracé privilégié d'un point de vue environnemental, social, économique et technique pour l'implantation du gazoduc proposé.

Le Corridor d'étude a été rendu public en novembre 2018. Sa largeur varie de 30 km à 60 km, et il couvre une superficie de près de 2 948 000 hectares. Environ 93 % du Corridor d'étude est situé au Québec; les 7 % restants sont situés en Ontario. Le Corridor d'étude s'étend sur trois régions administratives du Québec et sur deux districts de l'Ontario. Il comprend, en totalité ou en partie, 9 MRC ou territoires équivalents, 48 municipalités ou territoires non organisés (43 au Québec et cinq en Ontario) et une réserve de Premières Nations assujettie à la *Loi sur les Indiens*. La limite du corridor d'étude a également été révisée, à la suite d'échanges avec le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee)/Gouvernement de la Nation Crie, afin d'éviter le chevauchement avec les territoires de chasse traditionnels des familles cries (souvent appelés terrains de trappage) situés au Québec (voir l'annexe G).

En avril 2019, Gazoduq a annoncé qu'une ZAP de 780 km de long avait été définie dans le Corridor d'étude. Dans les zones non contraintes, la ZAP était d'une largeur moyenne de 400 m sur les terres publiques et d'environ 200 m sur les terres privées. La largeur était toutefois supérieure à 400 m à deux endroits précis afin d'optimiser le raccordement au réseau principal de transport de gaz naturel de TC Énergie et de permettre son acheminement dans une zone géotechnique complexe. La ZAP inclut 21 municipalités (19 au Québec et 2 en Ontario), et ne comprend aucune réserve des Premières Nations, ni terre de la Couronne de compétence fédérale.

La ZAP continue d'évoluer au fur et à mesure de l'avancement du Projet et ce, conjointement aux différents processus de consultation en cours. La ZAP présentée à l'annexe G a été mise à jour afin d'être représentative de l'emplacement actuel du Projet. On peut y noter que quelques segments ont été légèrement agrandis ou même redirigés en dehors de la ZAP originale.

Dans le contexte des consultations publiques en cours, Gazoduq examine présentement la proposition conjointe du Syndicat des producteurs de bois et la Fédération régionale de l'UPA du Saguenay-Lac-Saint quant à l'emplacement du Projet.

Gazoduq continuera à peaufiner la ZAP et verra à déterminer un tracé privilégié en fonction de ses consultations avec les communautés autochtones, les parties prenantes et les autorités gouvernementales, et en tenant compte des résultats des travaux effectués sur le terrain, des évaluations environnementales et socio-économiques, et de l'évolution de la conception technique du Projet et cela, jusqu'à ce qu'un tracé privilégié soit déterminé.

13.1 Coordonnées géographiques

Les coordonnées approximatives des principales composantes du Projet sont présentées dans le Tableau 13-1 :

Tableau 13-1 : Coordonnées préliminaires des principales composantes du Projet

Type de composante	Composante	Latitude	Longitude
Gazoduq	Début (raccordement avec TC Énergie)	48.38679	-80.28952
	Fin (raccordement avec Énergie Saguenay)	48.38663	-70.80121
Postes de compression	Poste de Ramore	48.38703	-80.28779
	Poste de La Corne	48.34456	-77.95033
	Poste de Lac Ashuapmushuan	48.51428	-72.72468
Poste de mesurage	Situé en amont d'Énergie Saguenay	48.38669	-70.80155
Note: 1. Les coordonnées préliminaires du poste de compression représentent le point central des emplacements présentement à l'étude.			

13.2 Plans du site

Un plan général illustrant la relation spatiale entre la ZAP et le Corridor d'étude, du point de départ du Projet au point final, est présenté à l'annexe G.

L'annexe G présente également des plans à plus grande échelle de la portion ontarienne du Projet ainsi que des trois régions administratives situées au Québec, soit l'Abitibi-Témiscamingue, la Mauricie et le Saguenay-Lac-Saint-Jean. Les emplacements illustrés pour les postes de compression correspondent à des zones à l'étude et non pas aux empreintes requises pour les postes de compression.

13.3 Description officielle du terrain

Aucun terrain n'a été acquis par Gazoduq pour le moment. Le passage du gazoduc ne requerra pas nécessairement l'acquisition de terrains, sauf si un poste de compression ou de mesurage était localisé sur un terrain privé. Par contre, aux fins du passage du gazoduc, des servitudes seront nécessaires.

Le tableau à l'annexe H présente un total de 727 lots privés dans la ZAP. Le nombre de lots privés[17] pour lesquels une servitude serait requise devraient être considérablement inférieur à ce chiffre. Le nombre exact de lots privés nécessitant une servitude pour le gazoduc pourra être comptabilisé uniquement quand le tracé privilégié sera établi.

13.4 Proximité des communautés locales

Le tableau 13-4 présente la proximité de la ZAP avec certaines communautés les plus proches (à vol d'oiseau).

[17] Note : Le nombre de lots ne correspond pas au nombre de propriétaires. Un même propriétaire peut détenir plusieurs lots et inversement, un même lot peut être détenu par plusieurs personnes, mais un seul propriétaire légal constitué de plusieurs personnes.

Tableau 13-4 : Proximité des communautés locales

Communautés	Distance de la ZAP (km)	Commentaires
Preissac	0,76	
Laterrière	0,91	
La Corne	1,4	
La Motte	2,5	
Saint-André-du-Lac-Saint-Jean	2,54	
D'Alembert	3,47	
Mont-Brun	3,72	
Saint-François-de-Sales	4,27	
Cléricy	4,33	
La Baie	4,63	À l'extérieur du corridor d'étude
Ramore	4,68	À l'extérieur du corridor d'étude
Sainte-Hedwidge	5,5	
Senneterre	6,42	
Chicoutimi	6,73	À l'extérieur du corridor d'étude
Chambord	7,92	À l'extérieur du corridor d'étude
Belcourt	8	
Desbiens	8,61	À l'extérieur du corridor d'étude
Roberval	10,25	À l'extérieur du corridor d'étude
Héberville	11,23	
Métabetchouan-Lac-à-la-Croix	11,79	À l'extérieur du corridor d'étude
Duparquet	11,91	
Lac-Bouchette	12,58	
Barraute	12,76	
Rivière-Héva	13,63	
Rouyn-Noranda	15,76	
Jonquière	15,82	À l'extérieur du corridor d'étude
Saint-Prime	17,84	À l'extérieur du corridor d'étude
Clova	21,34	
La Doré	21,81	À l'extérieur du corridor d'étude
Saint-Félicien	22,7	À l'extérieur du corridor d'étude
Parent	24,04	
Kirkland Lake	25,5	À l'extérieur du corridor d'étude
Val-d'Or	27,47	À l'extérieur du corridor d'étude
Alma	28,87	À l'extérieur du corridor d'étude
Larder Lake	32,3	À l'extérieur du corridor d'étude
La Tuque	112	À l'extérieur du corridor d'étude

Une analyse par photo-interprétation ainsi que la consultation de la base de données du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles sur les baux décernés en terre publique, en plus d'une vérification sur le terrain des terres privées, ont permis d'identifier de manière préliminaire les bâtiments présents dans la ZAP. En fonction de leur emplacement et de la géométrie de ces derniers, cette évaluation préliminaire a permis de recenser les bâtiments de type résidentiel d'occupation permanente ou temporaire. Ainsi, 57 maisons unifamiliales, deux bâtiments multirésidentiels et 21 chalets seraient présents dans la ZAP[18].

Les distances réelles par rapport à toute résidence permanente, saisonnière ou temporaire au Projet seront calculées une fois que le tracé privilégié aura été déterminé.

13.5 Proximité des groupes autochtones

Le tableau 13-5 présente une liste de 27 groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet, fournie par Couronne. Il présente d'une part la distance approximative entre la ZAP et la réserve ou communauté la plus rapprochée ou occupée par ces groupes[19]. D'autre part, une deuxième colonne présente l'inclusion de la ZAP dans les limites des territoires traditionnels des groupes autochtones, tels que présentés sur le site fédéral du *Système d'information sur les droits ancestraux et issus de traités* (sauf pour le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie). Ces territoires sont pour la plupart visés par des traités ou sujets à des revendications de droits et/ou titres ancestraux de groupes autochtones. Les plus récentes cartes disponibles ont été considérées, et, lorsque possible, une courte description est incluse à propos de l'étape du processus de négociation en cours, le cas échéant. Il est à noter que Relations Couronne-Autochtones et Affaires du nord Canada ne garantit pas l'exactitude des renseignements, ni le fait qu'ils soient complets ou à jour.

Tel qu'apparaissant au tableau, certains groupes autochtones se sont regroupés afin de présenter leurs revendications ou assertions au fédéral et au provincial. Conséquemment, les territoires traditionnels, dont il est question ici, ne sont pas subdivisés par communauté.

De fait, bien que les distances entre les groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet et la ZAP varient de 10 km à 190 km, cette dernière touche à des terres qui sont visées par une entente de revendication territoriale globale ou un accord sur l'autonomie gouvernementale par presque chaque regroupement concerné. Cependant, seul le Conseil des Atikamekw de Wemotaci détient, dans la ZAP, des terres de la première nation au sens du paragraphe 2(1) de la *Loi sur la gestion des terres des premières nations*. Aussi, la ZAP touche à des terres incluses dans le Traité no. 9, la Convention de la Baie-James et du Nord québécois (CBJNQ), et le Traité Robinson-Huron.

Les informations disponibles à ce stade ne permettent pas de définir plus précisément l'utilisation des terres à des fins traditionnelles dans la ZAP par les différents groupes autochtones. Ce sujet fait l'objet d'informations à recueillir dans le cadre des consultations et des études liées au Projet menées par les groupes autochtones qui seront réalisées.

La carte à l'annexe D permet d'avoir une vue d'ensemble de l'emplacement des groupes autochtones par rapport à la ZAP.

[18] Le nombre de lots ne correspond pas au nombre de propriétaires. Un même propriétaire peut détenir plusieurs lots et inversement, un même lot peut être détenu par plusieurs personnes, mais un seul propriétaire légal constitué de plusieurs personnes.

[19] À noter que les distances pour le Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee) / Gouvernement de la Nation Crie, et *Métis Nation of Ontario* ne sont pas présentées. Dans le premier cas, l'organisme représente plusieurs communautés qui ont chacune des terres de catégorie I. Dans le deuxième cas, *Métis Nation of Ontario* n'est pas constituée en réserve ou collectivité.

Tableau 13-5 : Proximité de groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet à la ZAP

Groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet	Distance entre la ZAP et la communauté	Inclusion de la ZAP dans les limites des territoires traditionnels
Québec		
Algonquins of Barriere Lake	105 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire de la Nation algonquine (assertion de droits et titres ancestraux présentée en 2013).
Communauté Anicinape de Kitcisakik	85 km	Section de la ZAP incluse dans : • Le territoire de la Nation algonquine Anishinabeg (assertion de droits et titres ancestraux présentée en 2010). • Le territoire visé par la Revendication territoriale globale Anishnabek O Takiwan Committee (présentée en 2013).
Nation Anishnabe du Lac-Simon	25 km	
Conseil de la Première Nation Abitibiwinni	25 km	
Long Point First Nation	90 km	
Kebaowek First Nation	175 km	Section de la ZAP incluse dans : • Le territoire de la Nation algonquine Anishinabeg (assertion de droits et titres ancestraux présentée en 2010). • Le territoire visé par le Secrétariat de la Nation algonquine (assertion de droits et titres ancestraux présentée en 2013).
Kitigan Zibi Anishinabeg	190 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire de la Nation algonquine Anishinabeg (assertion de droits et titres ancestraux présentée en 2010).
Conseil des Atikamekw de Manawan	100 km	Section de la ZAP incluse dans : • Le territoire du Conseil de la Nation Atikamekw (revendication territoriale globale,1994. Reprise des négociations pour conclure l'entente de principe en 2014). • Le territoire du Nitaskinan (assertion du territoire traditionnel).
Conseil des Atikamekw de Wemotaci	30 km	
Conseil des Atikamekw d'Opitciwan	50 km	
Cree Frist Nation of Waswanipi	165 km	Section de la ZAP incluse dans: • Le territoire de la Convention de la Baie-James et du Nord québécois (1975). • Le territoire en Ontario soumis à une assertion de droits ancestraux par la Nation Crie.
Cree Nation of Waskaganish	340 km	
Grand Conseil des Cris (Eeyou Istchee)/ Gouvernement de la Nation Crie	-	
Nation huronne-wendat	150 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire visé par le Protocole sur la consultation et l'accommodement avec la NHW (entente bilatérale fédérale conclue en 2019).

Groupes autochtones potentiellement touchés par le Projet	Distance entre la ZAP et la communauté	Inclusion de la ZAP dans les limites des territoires traditionnels
Première Nation des Essipiunnuat (Essipit)	105 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire du Regroupement Petapen (entente de principe signée en 2004).
Première Nation des Innus de Pessamit	165 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire de Mamuitun mak Nutashkuan (entente de principe signée en 2004).
Première Nation des Innus de Pekuakamiulnuatsh	10 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire du Regroupement Petapen (entente de principe signée en 2004).
Timiskaming First Nation	80 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire de la Nation algonquine (assertion de droits et titres ancestraux présentée en 2013).
Wolf Lake First Nation	155 km	
Ontario		
Beaverhouse Indigenous Community	25 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire traditionnel des Premières Nations Wabun (assertion de territoire traditionnel, non daté).
Flying Post First Nation	120 km	
Matachewan First Nation	40 km	
Mattagami First Nation	105 km	
Métis Nation of Ontario	-	Section de la ZAP incluse dans le territoire des Groupes Métis en Ontario.
Taykwa Tagamou Nation	75 km	Section de la ZAP incluse dans le territoire du Traité no 9 (1905-1906).
Temagami First Nation	155 km	Section de la ZAP incluse dans le Traité Robinson-Huron (1850) et à environ 25 km du territoire de la Temagami First Nation (1974).
Wahgoshig First Nation	15 km	Section de la ZAP incluse dans : • Le territoire de la Nation algonquine Anishinabeg (assertion 2010) • La revendication territoriale globale Anishnabek O Takiwan Committee (présentée en 2013)

13.6 Proximité des territoires domaniaux

Aucunne terre appartenant au gouvernemetn fédéral ou administrée par lui n'est située à l'intérieur de la ZAP. Les terrains fédéraux les plus proches se trouvent à l'aéroport de la Base des Forces canadiennes à Bagotville au Saguenay, à 2,7 km de la ZAP, mais à l'extérieur du Corridor d'étude.

Par ailleurs, la ZAP traverse des terrains appartenant à l'Administration portuaire du Saguenay qui ne sont pas des «immeubles fédéraux» au sens de ses Lettres patentes mais bien des immeubles appartenant en propre à l'Administration portuaire du Saguenay visés par l'annexe C de ses Lettres patentes.

14 Milieu biologique et physique de l'emplacement

Puisque la ZAP traverse le Corridor d'étude, le milieu biologique et physique de celui-ci peut être considéré représentatif de l'emplacement projeté du Projet.

Le Corridor d'étude compte huit régions écologiques selon le système hiérarchique de classification écologique du Québec et la Classification écologique des Terres de l'Ontario (MFFP, 2016a; MRNFO, 2012a). Elles se distinguent au niveau du relief, de l'altitude moyenne et par de petites différences climatiques. Les caractéristiques de ces régions sont présentées à l'annexe I. Parmi les huit régions écologiques, la Plaine de l'Abitibi et les collines du haut Saint-Maurice occupent ensemble la plus grande proportion dans le Corridor d'étude.

Le Corridor d'étude traverse des régions géologiques dont la surface a été érodée lors de la dernière glaciation et présentant des dépôts meubles glaciaires. Les épisodes des lacs proglaciaires Barlow-Ojibway, ainsi que celui de la mer de Laflamme, ont également influencé le type de dépôts en place, dans certains secteurs du Corridor d'étude (Ontario/Abitibi-Témiscamingue et Saguenay) où des sédiments glaciolacustres sont observables. Le Corridor d'étude compte également quelques eskers, les principaux étant les eskers Vaudray-Joannès, Saint-Mathieu-Berry, de Launay, du lac Malartic, de Barraute, du lac Despinassy, de Senneterre et la principale moraine est celle d'Harricana (Cloutier *et al*., 2013).

Les types d'aquifères présents dans le Corridor d'étude varient en fonction de la région. Selon la documentation disponible, les aquifères les plus importants dans la région de l'Abitibi-Témiscamingue sont de types granulaires en raison, entre autres, des nombreux eskers et moraines présents sur le territoire (Cloutier *et al*, 2015). Pour le Saguenay-Lac-Saint-Jean, deux types d'aquifères sont présents, soit les aquifères de roc fracturé et ceux faits de dépôts granulaires (CERN-PACES, 2013). Les puits d'alimentation en eau souterraine, privés ou communautaires, répertoriés dans le Corridor d'étude sont illustrés sur la carte de l'annexe J.

Le Corridor d'étude, situé à cheval sur les bassins hydrographiques de la baie d'Hudson et des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent, inclut les bassins versants des rivières Abitibi (Moose) et Upper Ottawa (des Outaouais) en Ontario, et ceux des rivières Moose, des Outaouais, Harricana, Nottaway, Saint-Maurice et Saguenay au Québec.

Le Corridor d'étude abrite divers habitats fauniques et floristiques. L'annexe K présente les espèces (plantes, poissons, amphibiens, reptiles, oiseaux et mammifères) d'intérêt pour la conservation, susceptibles d'être recensées dans le Corridor d'étude. Les espèces d'intérêt pour la conservation sont listées en vertu du *Règlement de l'Ontario* (230/08) en vertu de la *Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, chap. 6* [20], de la *Loi sur les espèces menacées et vulnérables au Québec* (E-12.01)[21] et de la *Loi sur les espèces en péril* au niveau fédéral (C. 2002, ch. 29)[22], ainsi

[20] Voir le règlement ici: https://www.ontario.ca/fr/lois/reglement/080230.

[21] Voir la Loi sur les espèces menacées et vulnérables au Québec (E-12.01) ici : http://legisquebec.gouv.qc.ca/en/ShowDoc/cs/E-12.01?langCont=fr.

que les espèces susceptibles d'être désignées comme menacées ou vulnérables ou considérées par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada, mieux connu sous le nom de COSEPAC.

Le Corridor d'étude ne compte aucune aire protégée désignée au niveau fédéral, soit aucun refuge faunique, réserve nationale de faune, refuge d'oiseaux migrateurs ou aire marine protégée (MELCC, 2018; MERN, 2018c). Les aires protégées légalement désignées au niveau provincial couvrent 125 622,26 ha, soit 4,26 % du Corridor d'étude. Puisque plusieurs aires protégées peuvent se chevaucher, cette superficie représente l'empreinte réelle d'aire légalement protégée dans le Corridor d'étude. L'annexe L dresse la liste de ces diverses aires protégées dans le Corridor d'étude. La ZAP évite ces aires protégées. Dans le Corridor d'étude se trouvent également certains projets d'aires protégées toujours à l'étude et non encore formellement reconnus. Finalement, d'autres sites bénéficient d'un niveau de protection via une affectation de conservation dans un schéma d'aménagement ou d'initiatives de conservation volontaire en terres privées ou municipales.

Le Corridor d'étude est occupé principalement par des milieux forestiers (73 %), suivis des milieux humides (16 %) et des milieux hydriques (7 %). Les milieux agricoles (2 %) et les milieux anthropiques (1 %) représentent de faibles proportions du Corridor d'étude.

Une compilation initiale de certains éléments biophysiques dans la ZAP est présentée dans l'annexe M. Il est important de noter que celle-ci évite la grande majorité des zones potentiellement sensibles, telles que les lacs, les parcs, les aires protégées désignées ou proposées, les aires connues de protection de source d'approvisionnement municipale en eau potable, les peuplements à haute valeur écologique, les forêts servant à des fins expérimentales, de recherches et d'enseignement, les milieux humides d'intérêt, les mines en exploitation et les projets miniers connus, et des zones présentant des contraintes géotechniques plus importantes.

15 Contexte sanitaire, social et économique

Les sections suivantes abordent, de façon générale, le contexte sanitaire, social et économique du Corridor d'étude.

15.1 Santé

Les indicateurs sociaux et de santé retenus pour les régions administratives situées dans le Corridor d'étude sont présentés au Tableau 15.1 (Statistique Canada (SC), 2018c). Les indicateurs (en pourcentage), représentent un aperçu général du bien-être de la population et des perceptions de la santé. Les indicateurs présentés sont les suivants:

- **Santé perçue :** réfère à la perception d'une personne de sa santé en général, c'est-à-dire non seulement l'absence de maladie ou de blessure, mais aussi au bien-être physique mental et social.
- **Santé mentale perçue :** réfère à la perception d'une personne de sa santé mentale en général. Cet indicateur fournit un aperçu général de la population souffrant d'une forme quelconque de trouble psychologique ou d'une détresse d'ordre mental ou émotionnel.
- **Satisfaction à l'égard de la vie :** réfère au niveau général de satisfaction des gens à l'égard de leur style de vie et de leurs moyens de subsistance.
- **Stress perçu :** réfère au niveau de stress quotidien ressenti par une personne. Cet indicateur représente le pourcentage de gens dont la perception du niveau de stress est relativement intense pour la plupart de leurs journées.

[22] Voir la Loi sur les espèces en péril au niveau fédéral (C. 2002, ch. 29) ici : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/s-15.3/page-1.html.

- **Sentiment d'appartenance à la collectivité locale :** réfère au niveau d'attachement et de fierté sentimentale vis-à-vis la communauté des gens qui l'adoptent. Cet indicateur est fortement corrélé avec une bonne santé mentale et physique, selon l'étude de Statistique Canada.

Tableau 15-1 : Aperçu des indicateurs sociaux de la santé (%) par région administrative

Indicateur social		Ontario		Québec		
		Timiskaming	Porcupie	Ab. T.	Maur.	S–L.-St J.
Santé perçue	Très bonne ou excellente	50,8	53,4	55,7	61,1	61,2
	Passable ou mauvaise	17,7	19,9	12,2	9,9	9,2
Santé mentale perçue	Très bonne ou excellente	70,7	65,3	71,7	74,6	75,3
	Passable ou mauvaise	6,6	10,9	4,5	3,3	4,3
Satisfaction à l'égard de la vie	Satisfait(e) ou très satisfait(e)	93,1	89,5	92,9	95,4	94,7
Stress perçu	Assez intense	18,2	20,2	18,1	21,1	18,6
Sentiment d'appartenance à la collectivité locale	Plutôt fort ou très fort	73,4	73,9	66,0	62,7	68,8

Statistique Canada, 2018c
Notes : Pour les données concernant l'Ontario, il s'agit des divisions des circonscriptions sanitaires

15.2 Social

Le Corridor d'étude est localisé dans un secteur de densité de population relativement faible au Québec et en Ontario. Il abrite moins de 4 % de la population totale du Québec et moins de 1 % de toute celle de l'Ontario (Statistique Canada, 2018a). Les principales zones urbaines du Corridor d'étude sont situées dans la ville de Rouyn-Noranda. Certaines zones urbaines sont situées à l'extérieur du Corridor d'étude, mais à proximité de celui-ci, notamment dans les municipalités de Val-d'Or, Amos, Saguenay et Alma. En Ontario, les périmètres urbains sont situés à l'extérieur du Corridor d'étude, à l'exception des villes de Virginia Town et de Kearns, situées dans le district de McGarry.

En termes de perspective démographique, la population de la région du nord-est de l'Ontario serait sujette à une faible croissance démographique d'ici 2041, mais les districts de Cochrane et Timiskaming, inclus dans le Corridor d'étude, seraient quant à eux sujets à une faible décroissance du nombre d'habitants d'ici 2041 (Ministry of Finance of Ontario, 2018). Au Québec, la perspective démographique démontre que les populations des MRC de l'Abitibi, de la Vallée-de-l'Or, du Fjord-du-Saguenay et de la ville de Rouyn-Noranda devraient croître entre 2011 et 2036 (respectivement 6,0, 7,6, 12 et 7,5 %), tandis que celles de la Ville de La Tuque et de la MRC du Domaine-du-Roy ont plutôt une variation négative (Institut de la statistique du Québec, 2014).

Près de 70 % de la population présente dans les municipalités ou territoires équivalents composant le Corridor d'étude, possède minimalement un certificat, un diplôme ou un grade d'études secondaires, selon les données relatives à l'Enquête nationale auprès des ménages (Statistique Canada, 2016).

Plusieurs services publics communautaires et institutionnels sont présents dans le Corridor d'étude et accueillent, entre autres, des populations vulnérables (par exemple, les services scolaires et de garde, ainsi que les services pour personnes âgées et de soins de longue durée). Des cartes

localisant l'ensemble des services publics communautaires et institutionnels ainsi que les services municipaux répertoriés dans le Corridor d'étude sont disponibles aux annexes N et O.

Les données disponibles en lien avec le réseau de transport présent dans le Corridor d'étude sont aussi illustrées à l'annexe P. L'ensemble des divers réseaux de transport routier, ferroviaire, maritime ou aérien pourrait être utilisé lors de la construction du Projet, soit pour le transport des matériaux, de la machinerie et/ou des travailleurs.

Les principales affectations du territoire que l'on retrouve dans le Corridor d'étude, au Québec comme en Ontario, sont la foresterie et l'agroforesterie. On retrouve également des désignations agricoles, touristiques, récréatives, rurales, urbaines et industrielles. Quelques MRC vouent certaines parties de leur territoire à la conservation du milieu naturel. En Ontario, la majorité du Corridor d'étude (environ 158 000 ha) n'a pas fait l'objet d'une affectation du territoire par les autorités municipales. Le Tableau 15-2 présente les superficies et proportions des grandes affectations du territoire pour l'Ontario et le Québec respectivement.

Tableau 15-2 : Grande affectation du territoire dans le Corridor d'étude

Affectation du territoire	Ontario		Québec		Total	
	Superficie (ha)	Proportion (%)	Superficie (ha)	Proportion (%)	Superficie (ha)	Proportion (%)
Agricole	-	-	142 853,66	4,85	142 853,66	4,85
Agroforestière	-	-	77 185,05	2,62	77 185,05	2,62
Commerciale	-	-	21,79	0,00	21,79	> 0,01
Conservation	162,03	0,01	95 776,05	3,25	95 938,07	3,25
Extraction du sol	752,04	0,03	-	-	752,04	0,03
Forestière	-	-	2 139 646,15	72,58	2 139 646,15	72,58
Industrielle	67,94	0,00	2 849,97	0,10	2 917,91	0,10
Récréative	139,59	0,00	13 802,58	0,47	13 942,17	0,47
Résidentielle	3,02	0,00	151,65	0,01	154,68	0,01
Rurale	51 068,21	1,73	25 690,63	0,87	76 758,84	2,60
Service public	66,51	0,00	477,94	0,02	544,45	0,02
Urbaine	113,24	0,00	11 896,18	0,40	12 009,42	0,41
Villégiature	-	-	7 984,34	0,27	7 984,34	0,27
Autre - Hydrographie	7 401,72	0,25	211 525,18	7,18	218 926,90	7,43
Sans affectation	158 352,03	5,37	-	-	158 352,03	5,37
Total (provincial)	218 126,33	7,40	2 729 861,18	92,60	2 947 987,51	100,00

Sources :
Municipalités de Black River-Matheson, 2017; Gauthier, 2011, Kirkland Lake, 2016, Larder Lake, 2017; McGarry, 2011a; 2011b;
MRC d'Abitibi, 2010; MRC d'Abitibi-Ouest, 2017, MRCLSJE, 2001, MRCDDR, 2015, MRCVO, 2005, MRCFDS, 2012.
Ville de La Tuque, 2001; Ville de Rouyn-Noranda, 2010; Ville de Saguenay, 2011
MRNF, 2011; MDDELCC (CRHQ-BDTQ 20k, hydrographie) 2013.

Le Corridor d'étude renferme plusieurs zones d'intérêt récréatif et touristique. Parmi celles-ci figurent des zones fauniques structurées où la chasse et la pêche sont autorisées. Il s'agit de quatre zones d'exploitation contrôlée, de neuf pourvoiries et d'une réserve faunique. Le piégeage est également autorisé dans certaines pourvoiries. En outre, deux zones communales de faune sauvage où la pêche est autorisée sont également identifiées dans le Corridor d'étude (MERN, 2018f).

Le Corridor d'étude comprend également plusieurs sentiers récréatifs (sentiers piétonniers, ski de fond, raquette, vélo de montagne, motoneige et quad) et diverses zones touristiques : centres de loisirs de plein air, centres d'interprétation de la nature, centres de villégiature, musées, arénas, terrains de camping, hébergements et restaurants. Le Corridor d'étude recouvre un certain nombre de zones touristiques renommées, notamment le Parc national Aiguebelle et des parcs provinciaux ontariens (parc provincial Esker Lakes, parc provincial Thackeray, parc provincial Gem Lake Maple Bedrock et parc provincial Pushkin Hills).

Selon les informations disponibles consultées, 167 sites patrimoniaux sont répertoriés dans la portion du Corridor d'étude au Québec et aucun site patrimonial ne serait présent dans la portion ontarienne du Corridor d'étude (Parcs Canada, s.d.; Ministère de la Culture et des Communications (MCC, 2013); Fiducie du patrimoine ontarien, s.d.). Un seul site archéologique connu est compris dans la ZAP. Il s'agit du site DbEs-2, situé près de l'usine Rio Tinto, à Saguenay. Ce dernier comprend les vestiges d'un bâtiment de 8 m sur 8 m en pierres des champs qui aurait été occupé à partir du milieu du XIXe siècle, au temps des premiers efforts de colonisation. Une étude de potentiel archéologique dans la ZAP sera également réalisée dans le cadre du Projet.

15.3 Économie

Dans le Corridor d'étude, les secteurs économiques les plus importants reposent sur l'exploitation des ressources naturelles. Comme le Corridor d'étude comporte une forte proportion de zones boisées, les activités liées à l'industrie forestière ont une contribution économique importante, de même que les activités minières.

15.3.1 Ontario

Historiquement, le canton de Black River-Matheson, situé dans le district de Cochrane, s'est toujours appuyé sur les activités minières et forestières. À l'heure actuelle, les deux plus grands employeurs du secteur privé sont des compagnies minières, et les trois industries prioritaires identifiées pour assurer la croissance et le développement futur du canton sont l'exploration minière et minérale, les constructions résidentielles et les activités agricoles (Township of Black River-Matheson, 2017).

En ce qui concerne les cantons compris dans le district de Timiskaming, soit Gauthier, Kirkland Lake, Larder Lake et McGarry, leur économie gravite principalement autour de l'exploitation des ressources avec, en tête de liste, la foresterie et l'exploitation minière (Township of Gauthier, 2011; Township of Larder Lake, 2013; Township of Kirkland, 2016; Township of McGarry, 2011). Le canton de Larder Lake identifie également le tourisme de loisir comme l'un des trois piliers de son économie (Township of Larder Lake, 2013).

15.3.2 Abitibi-Témiscamingue

Le moteur économique de la région administrative de l'Abitibi-Témiscamingue est directement lié à l'activité minière, plus particulièrement à l'exploitation de l'or et du cuivre. Ce secteur arrive devant l'exploitation forestière, tant en termes d'emplois que de retombées économiques (MERN, 2006a). En 2003, la valeur de la production minérale de la région avoisinait les 620 M$ (MERN, 2006a). L'activité forestière est d'une importance variable selon les secteurs de la région et occupe 77 % de sa superficie (MERN, 2006a). Quant aux activités récréotouristiques, elles demeurent bien présentes sur tout le territoire, mais sont contraintes par une pluralité de facteurs, dont une population vieillissante et en déclin, l'éloignement des principaux bassins de touristes, certaines contraintes environnementales et le partage du territoire avec diverses activités d'exploitation.

Les MRC d'Abitibi et d'Abitibi-Ouest ne font pas exception à la tendance qui se dessine dans le Corridor d'étude. La structure économique de la MRC d'Abitibi est d'avantage orientée vers l'exploitation des ressources naturelles que l'ensemble du Québec (MRC d'Abitibi, 2010). De 10 à 20 % de la main-d'œuvre travaille dans le secteur primaire, notamment dans l'exploitation forestière,

les mines et l'agriculture (MRC d'Abitibi, 2010). Les principaux employeurs sont dans les secteurs des mines, de la transformation du bois, de la santé et des services sociaux et de l'éducation. Quant à la MRC d'Abitibi-Ouest, son économie est également tournée vers l'exploitation des ressources naturelles, c'est-à-dire les activités relevant du secteur primaire, lesquelles représentent 18,6 % des emplois (MRC d'Abitibi-Ouest, 2017). L'agriculture y tient aussi une place prépondérante, sa zone agricole permanente étant la plus étendue de toutes les MRC du Québec, avec 72 % de son territoire municipalisé et 62 % de tout son territoire.

Avec près de 15 % des emplois dans le secteur primaire, l'économie de la MRC de la Vallée-de-l'Or repose elle aussi principalement sur l'exploitation et la transformation des ressources naturelles, principalement le bois et les mines (MRC de la Vallée-de-l'Or, 2005). Le secteur secondaire, fortement lié à l'industrie de la transformation du bois, ne vient pas loin derrière avec 14,6 % des emplois (*Ibid*, 2005). Son secteur secondaire se situe cependant 7,4 % en deçà de celui de la province (*Ibid*, 2005). Quant au secteur tertiaire (des services), il totalise 70,7 % des emplois dans cette MRC (*Ibid*, 2005).

On constate cette même tendance dans la ville de Rouyn-Noranda, où l'exploitation des ressources naturelles joue toujours un rôle de premier plan dans son développement socio-économique (Ville de Rouyn-Noranda, 2015). Le commerce de détail, les soins de santé et les services sociaux, de même que l'extraction minière sont les secteurs d'activités qui occupent le plus de personnes (*Ibid*, 2015).

15.3.3 Mauricie

En Mauricie, près des deux tiers des emplois (66,9 %) sont regroupés dans le secteur des services (MERN, 2006b). Les ressources naturelles, notamment les matières ligneuses, ont marqué le développement de l'économie de la région par leur disponibilité et leur abondance et sont toujours à la base des activités économiques prépondérantes de la région. En plus des industries du papier, du bois et du meuble, notons que la métallurgie, la chimie, les aliments et l'imprimerie sont au centre du secteur manufacturier. Près du tiers des emplois (33,1 %) relèvent du secteur de la production de biens, la majorité de ces emplois se concentrant dans la catégorie de la construction et de la fabrication (*Ibid*, 2006b).

15.3.4 Saguenay−Lac-Saint-Jean

Au Saguenay−Lac-Saint-Jean, la forêt occupe une place vitale dans l'économie régionale. Le nombre d'emplois générés est près de deux fois supérieur à celui associé à l'industrie de la transformation de l'aluminium (MERN, 2006c). Cette dernière, ainsi que l'industrie des pâtes et papiers, occupent également une place importante dans l'économie grâce à un réseau hydrographique aménagé pour la production électrique. Le marché récréotouristique est aussi un volet d'importance, surtout avec les activités de villégiature et de prélèvement faunique.

De plus, l'industrie forestière est centrale pour l'économie de la MRC Domaine-du-Roy. De nombreuses entreprises spécialisées dans les 2e et 3e transformations de bois se sont développées au cours des dernières années (MRC Domaine-du-Roy, 2012). Il en est de même pour l'industrie agroalimentaire, avec l'apparition de plusieurs initiatives de transformation dans les dernières années (*Ibid*, 2012). Avec près de 73 % des employeurs de cette MRC, c'est le secteur des services qui occupe la majorité des emplois (*Ibid*, 2012).

Quant à la MRC du Fjord-du-Saguenay, c'est le secteur tertiaire qui fournit la majorité des emplois (MRC du Fjord-du-Saguenay, 2012). Les principaux secteurs d'activités économiques sont, dans l'ordre : la fabrication (1 300 emplois), la construction (950 emplois), l'agriculture, la foresterie, la chasse et la pêche (925 emplois), le commerce de détail (835 emplois) et les soins de santé et assistance sociale (685 emplois).

E Participation fédérale, provinciale, territoriale, autochtone et municipale

16 Appui financier

Aucune demande d'appui financier n'a jusqu'à maintenant été formulée auprès de quelque autorité fédérale.

17 Territoires domaniaux

Gazoduq ne prévoit pas se servir de territoires domaniaux pour les fins du Projet à cette étape-ci. Tel que mentionné à la section 13.6, la ZAP ne traverse pas de terrains fédéraux.

18 Instances qui détiennent des attributions relativement à une évaluation des effets environnementaux du Projet

Le Projet, un gazoduc d'environ 780 km, traversera la frontière entre le Québec et l'Ontario, et ainsi, s'intègre dans un processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire multi juridictionnel.

18.1 Fédéral

Le gazoduc proposé est assujetti à la *Loi sur l'évaluation d'impact* (LEI) ainsi qu'à la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (LRCE). Le gazoduc respecte le seuil prescrit pour un projet désigné en vertu du *Règlement sur les activités concrètes*, tel que décrit à la section 8. Ainsi, à titre de projet désigné, le Projet est soumis à une évaluation d'impact exigée et menée par l'AEIC. Le Projet est également assujetti à la réglementation relative à l'analyse du cycle de vie par la Régie de l'énergie du Canada (REC).

Pour ces raisons, le Projet fera l'objet d'un processus d'examen intégré dirigé par l'AEIC, qui sera appuyée par la REC. Ceci nécessitera notamment une évaluation de l'impact réalisée par une commission d'examen intégrée, un rapport de commission établissant les conditions qui seraient requises pour la délivrance d'un certificat autorisant la construction et l'exploitation du Projet, de même qu'une détermination de l'intérêt public favorable par le gouverneur en conseil.

Gazoduq reconnaît que l'AEIC soumettra un plan de délivrance des permis pour le Projet, conformément à ce que prévoit l'article 5 paragraphe e) du *Règlement sur les renseignements et la gestion des délais*. Ce plan décrira les permis, les licences et les autorisations requis pour les fins du Projet.

Une liste préliminaire des permis, licences ou autres autorisations fédérales pouvant être requis pour le Projet est fournie à l'annexe Q.

18.2 Provincial

18.2.1 Québec

Gazoduq a déjà initié des démarches dans le cadre de la procédure d'évaluation de l'impact et d'examen environnemental prévue en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec, en déposant un Avis de projet en date du 20 novembre 2018. Cette procédure est gérée par le MELCC et peut comprendre un processus d'audiences publiques mené par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) auquel Gazoduq participera, le cas échéant.

On s'attend en outre à ce qu'environ 60 km, soit 8 % des 780 km de la conduite, traversent des terres agricoles désignées. Le Projet suivra le processus d'examen et d'audiences publiques pour obtenir et utiliser des terres agricoles à des fins autres que l'agriculture. Ce processus est mené par la CPTAQ.

Une liste préliminaire des permis, licences ou autres autorisations émanant du Québec pouvant être requis pour le Projet est fournie à l'annexe Q.

18.2.2 Ontario

En ce qui concerne la partie ontarienne du Projet, Gazoduq continue de consulter les diverses autorités provinciales sur leurs responsabilités en matière de permis et d'autorisation pour le Projet, incluant l'évaluation des effets environnementaux potentiels. Depuis le dépôt de sa DIP en octobre 2019, Gazoduq a été avisée qu'un examen coordonné par les diverses autorités du gouvernement de l'Ontario est souhaitable et qu'il serait vraisemblablement possible de nommer un organisme responsable. Gazoduq a toutefois été informée que l'organisme responsable ne sera pas la Commission de l'énergie de l'Ontario[23]. Gazoduq continuera à soliciter des éclaircissements concernant la possibilité d'identifier à court terme un tel organisme aux fins d'un examen coordonné des autorisations à être émises par l'Ontario, et veillera néanmoins à ce que les autorités compétentes mènent à bien le dialogue et les examens requis.

Une liste préliminaire des permis, licences ou autres autorisations émanant de l'Ontario pouvant être requis pour le Projet est fournie à l'annexe Q.

18.3 Municipal

Différents permis et autorisations émanant d'autorités régionales, municipales et d'autres autorités locales pourraient s'avérer nécessaires pour les fins du Projet, de même que de services publics (par exemple, chemins de fer, routes, lignes électriques, lignes de télécommunication, gazoducs).

[23] La Commission de l'énergie de l'Ontario et le ministère des Richesses naturelles et des Forêts ont confirmé cette approche dans leurs commentaires sur la DIP :
(https://ceaaacee.gc.ca/050/evaluations/proj/80264/contributions?searchString=Ontario+Energy+Board&action=search&projectID=80264&consultationPeriodId=)

F Effets environnementaux potentiels

19 Changements qui relèvent de la compétence législative du Parlement

L'exécution du Projet pourrait entraîner des changements au niveau des composantes environnementales suivantes qui relèvent d'une autorité législative fédérale :

- Poissons et habitat du poisson, *Loi sur les pêches* (2019)
- Espèces aquatiques, *Loi sur les espèces en péril* (2002)
- Oiseaux migrateurs, *Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs* (1994)

Les changements potentiels touchant les poissons, l'habitat du poisson et les espèces aquatiques seraient principalement attribuables à la phase de construction du Projet, tout particulièrement du fait que des travaux seront réalisés dans les cours d'eau et que des activités de construction seront menées sur les terres adjacentes à ces derniers. Gazoduq choisiera la méthode de franchissement adaptée en fonction des conditions biophysiques propres à chaque cours d'eau (par exemple, habitats fragiles, présence d'espèces et caractéristiques du cours d'eau). Les essais hydrostatiques pourraient également nécessiter le prélèvement et l'élimination d'eaux de surface. Les mesures d'atténuation généralement mises en œuvre durant les travaux de construction sont bien connues et efficaces. Durant la phase d'exploitation du Projet, les travaux de maintenance périodique du réseau n'auront pas d'incidence sur le débit, non plus que sur la qualité des eaux de surfaces. Celles-ci n'auront pas de répercussions sur les poissons, l'habitat du poisson ou les espèces aquatiques. Pendant l'exploitation, des activités d'entretien peuvent être nécessaires au sein d'un cours d'eau. Ces activités devraient être de nature ponctuelle, et les mesures d'atténuation applicables seront mises en œuvre pour limiter les effets.

Les activités de construction produiront des changements éventuels au niveau de l'habitat des oiseaux migrateurs, lesquels pourraient s'étendre à la phase d'exploitation du Projet. En effet, le défrichement de la végétation perturbera l'habitat des oiseaux pendant la durée des travaux de construction; cependant la végétation naturelle reprendra sa place dans l'emprise du gazoduc après la mise en service. Les activités de contrôle de la végétation maintiendront une végétation arbustive et herbacée dans l'emprise permanente, tandis que les arbres pourraient repousser dans les espaces de travail temporaires. Cette modification de l'habitat pourrait priver certaines espèces forestières de leur habitat tout en créant un nouvel habitat adapté pour d'autres espèces. De manière générale, les activités de construction et le fonctionnement des postes de compression pourraient produire, à des niveaux différents, des perturbations sensorielles (bruit et présence humaine) affectant certaines espèces. Afin de répondre à ces enjeux, des mesures d'atténuation seront prises lors de la conduite de ces activités de façon à limiter leurs effets potentiels sur le milieu naturel. À ce titre, des efforts seront notamment déployés en vue de réaliser les activités de défrichement de la végétation en dehors de la période de reproduction des oiseaux afin de limiter les effets potentiels sur les nids.

Le tableau 19-1 présente les changements potentiels sur les composantes environnementales qui relèvent de l'autorité législative fédérale de même que leurs causes potentielles (si les mesures d'atténuation n'étaient pas mises en œuvre).

Tableau 19-1: Changements potentiels sur les composantes environnementales

Composante environnementale	Changement potentiel	Causes potentielles
Poisson, habitat du poisson et espèces aquatiques	Changement d'habitat	• L'introduction de substances délétères qui modifieraient la qualité de l'eau ou la charge et le type de sédiments (activités de construction réalisées au niveau du littoral, des rives ou à proximité des cours d'eau). • La méthode de franchissement en tranchée est susceptible de modifier la végétation riveraine, la stabilité du lit et des berges des cours d'eau et l'habitat aquatique de manière temporaire. • Les travaux d'excavation en cours d'eau peuvent entraîner une dégradation temporaire ou à plus long terme de la qualité de l'habitat dans la zone touchée. • L'apport de sédiments ainsi que de fluides et hydrocarbures provenant de déversements accidentels de la machinerie utilisée pourrait nuire au poisson et à son habitat. • La déposition de sédiments peut également entraîner une modification de l'habitat littoral utilisé par les invertébrés benthiques qui représentent une source de nourriture pour les poissons. • Le prélèvement et le rejet d'eau utilisée pour les essais hydrostatiques pourraient avoir une incidence sur le poisson et l'habitat aquatique.
	Modification des déplacements et de la migration du poisson	• La mise en place de structures visant l'isolement de l'aire de travail lorsqu'une méthode en tranchée isolée est employée peut perturber de manière temporaire les déplacements de poissons. • La présence de matières en suspension dans l'eau peut contribuer à une modification des mouvements et des migrations de poissons.
	Changement du risque de mortalité	• Un risque de mortalité accrue peut être attribuable à des causes directes durant les activités de construction en eau (par exemple, contact avec la machinerie, spécimen piégé par les prises d'eau des pompes ou retiré accidentellement de l'eau par l'équipement de chantier, destruction d'œufs). • Un risque de mortalité accrue peut être attribuable à des causes indirectes, telle une perturbation (par exemple, bruit et vibrations) ou associée à l'introduction de substances délétères comme des sédiments en suspension.
Oiseaux migrateurs	Changement d'habitat	• Les activités de défrichage de la végétation durant les travaux de construction induiront une perte temporaire d'habitat des oiseaux migrateurs à l'intérieur de l'emprise de ces travaux et des zones adjacentes (perturbations sensorielles). • Les activités de contrôle de la végétation maintiendront une végétation arbustive et herbacée dans l'emprise permanente lesquelles pourraient priver certaines espèces forestières de leur habitat tout en créant un nouvel habitat pour d'autres espèces. • La construction des postes de compression induira des pertes d'habitat forestier. • Le bruit imputable au fonctionnement des postes de compression pourrait induire des perturbations sensorielles pour certaines espèces délicates qui éviteront dès lors l'environnement qui était le leur, ce qui se traduira par une perte d'habitat.
	Changement	• Un changement du risque de mortalité pourrait être imputable à des

Composante environnementale	Changement potentiel	Causes potentielles
	du risque de mortalité	collisions directes entre les oiseaux et des équipements de construction ou à la destruction de nids occupés.

20 Modifications au niveau des terrains domaniaux, des autres provinces et à létranger

20.1 Terrains domaniaux et autres provinces

Gazoduq n'envisage aucun changement direct à l'environnement sur des territoires domaniaux ou dans une province autre que l'Ontario ou le Québec.

Advenant que le tracé privilégié traverse des terres fédérales, une servitude sera acquise pour l'emprise, au sein de laquelle la conduite de transport de gaz naturel sera installé. Des espaces de travail temporaires et des droits fonciers seraient également nécessaires pour assurer la sécurité lors de la construction.

20.2 À l'étranger

Gazoduq n'envisage aucun changement direct néfaste à l'environnement à l'étranger.

Le Projet permettra d'implanter le lien nécessaire entre des sources d'approvisionnement excédentaires en gaz naturel situées dans l'ouest du Canada et les marchés internationaux des futures installations de transbordement de GNL (par exemple, l'Asie et l'Europe), en plus de fournir éventuellement des services de transport reliant des compagnies de distribution locales situées dans le nord de l'Ontario et du Québec.

Il est attendu que l'accès à long terme à du gaz naturel canadien offert à un prix compétitif à ces marchés favorisera le remplacement de sources énergétiques plus polluantes (par exemple, le charbon, le mazout et le diesel). Le Projet aura donc une incidence bénéfique au niveau de la santé publique, comme au chapitre de la qualité de l'air, du smog, des pluies acides et des changements climatiques, en contribuant à une réduction des gaz à effet de serre (GES), du dioxyde de soufre (SO2), des oxydes d'azote (NOx) et des émissions de matières particulaires (MP), bien au-delà de l'emprise de Gazoduq, voire des frontières du Canada.

21 Répercussions potentielles sur les peuples autochtones

Gazoduq continue de solliciter les commentaires et la rétroaction des groupes autochtones susceptibles d'être touchés par les répercussions potentielles du Projet sur leurs intérêts liés à l'environnement physique. Ces groupes sont évidemment les mieux à même d'identifier les effets potentiels du Projet sur leur environnement. Gazoduq ne peut présumer des répercussions que ces groupes identifieront à travers leur processus de consultation, mais compte tenu de l'étape à laquelle est arrivé le Projet et l'étendue des échanges avec les groupes autochtones ayant eu lieu à ce jour, c'est à titre indicatif que certaines de ces répercussions sont identifiées dans cette section.

Lors des phases de construction et d'exploitation, les activités du Projet, telles que le déboisement, l'exaction des tranchées, la construction des installations connexes, la maintenance et la surveillance, pourraient, entre autres, avoir une incidence sur les composantes valorisées suivantes :

- le patrimoine physique et culturel en raison :
    - de la perte ou de la perturbation des zones d'utilisation privilégiées, y compris les sites et les caractéristiques culturels

- des changements apportés en raison des perturbations sensorielles
- d'autres changements pouvant être identifiés par les groupes autochtones

- l'usage actuel des terres et des ressources à des fins traditionnelles en raison :
  - de la perte ou de la modification des méthodes ou des possibilités de récolte
  - de la perte ou de la modification de l'utilisation ou de l'accès aux lieux de récolte privilégiés
  - de la perte ou de la modification d'espèces récoltées
  - d'autres changements pouvant être identifiés par les groupes autochtones
- toute structure de tout site ou de toute chose d'importance sur le plan historique, archéologique, paléontologique ou architectural en raison :
  - de la perte ou de la perturbation des sites
  - de la collecte illégale d'artéfacts
  - d'autres changements pouvant être identifiés par les groupes autochtones

Les structures et sites d'importance seront d'abord identifiés au moyen des ressources documentaires et au cours de la consultation des groupes autochtones. Des mesures seront prises pour les éviter, les protéger ou minimiser les effets des activités liées au Projet sur ces sites et structures. Les meilleures pratiques seront mises en œuvre au sein des équipes de travail afin de les sensibiliser à l'importance de ces sites et structures et d'intégrer dans la réalisation des activités les mesures de protection adéquates.

Les différentes phases du Projet pourraient ainsi avoir un effet d'une intensité variable pour les individus et les groupes autochtones dans l'exercice de leurs activités ou dans l'accès ou la capacité d'exercer ces activités.

Les effets du Projet sur ces composantes valorisées pourraient surtout être liées aux activités de construction et de désaffectation. En exploitation, les activités de maintenance et de surveillance régulières devraient générer moins d'incidences sur les peuples autochtones. La compréhension approfondie par Gazoduq des effets potentiels, en lien avec les activités des phases de construction, d'exploitation et de désaffectation du Projet, sera notamment enrichie par les points de vue et les préoccupations des groupes susceptibles d'être touchés, qui seront partagés au cours des consultations continues avec ces groupes dans le cadre du Projet.

22 Changements potentiels aux conditions sanitaires, sociales ou économiques des peuples autochtones

Les conditions sanitaires, sociales et économiques des groupes autochtones susceptibles d'être touchés seront prises en compte.

Gazoduq continue de solliciter les commentaires et la rétroaction des groupes autochtones susceptibles d'être touchés par les répercussions potentielles du Projet sur leurs conditions sanitaires, sociales ou économiques. Ces groupes sont évidemment les mieux à même d'identifier les répercussions potentielles du Projet sur ces conditions. Gazoduq ne peut présumer des répercussions que ces groupes identifieront à travers leur processus de consultation, mais compte tenu de l'étape à laquelle est arrivé le Projet, et l'étendue des échanges avec les groupes autochtones ayant eu lieu à ce jour, c'est à titre indicatif que certaines de ces répercussions sont identifiées dans cette section.

La réalisation du Projet pourrait entraîner des changements aux conditions sanitaires, sociales et économiques des groupes en raison :

- de la perturbation des moyens de subsistance
- de la présence des travailleurs
- de la présence d'opportunités d'emplois ou d'affaires
- de la demande accrue de services communautaires

- d’autres changements pouvant être identifiés par ces groupes

Les différentes phases du Projet pourraient ainsi avoir des répercussions d’une intensité variable pour chacun des groupes autochtones et des individus qui les composent.

Les effets du projet sur les conditions sanitaires, sociales et économiques pourraient être surtout liées aux activités de construction et de désaffectation. En exploitation, les activités de maintenance et de surveillance régulières devraient générer moins d’incidences. La compréhension approfondie par Gazoduq des effets potentiels du Projet en lien avec ses différentes activités (construction, exploitation et désaffectation) sur les conditions sanitaires, sociales et économiques sera enrichie par les points de vue et les préoccupations des groupes susceptibles d’être touchés, partagés au cours des consultations continues avec ces groupes dans le cadre du Projet.

23 Émission de gaz à effet de serre

Pendant la construction, la principale source d'émissions de GES proviendra de la combustion du diesel des équipements lourds sur le chantier, ainsi que des activités de transport.

Au cours de la phase d'exploitation du Projet, l'utilisation de turbines alimentées au gaz naturel pour les postes de compression serait la principale source d'émissions de GES. Des purges/évacuations de gaz naturel peuvent parfois être nécessaires pendant la phase d'exploitation à des fins d’entretien et de sécurité. Les émissions fugitives pourraient également contribuer aux GES. Des mesures d'atténuation visant à limiter ces émissions continueront d'être évaluées au fur et à mesure que la conception technique sera finalisée.

Gazoduq vise à réduire les émissions de GES provenant de la phase d'exploitation principalement par une conception efficace des postes de compression requis. Plus précisément, la faisabilité d'utiliser des turbines électriques pour les deux postes de compression du Québec est en cours d'évaluation. Le GES associé à ce scénario est :

- Postes de compression alimentés au gaz naturel et à l'électricité
    - 3 postes de compression seraient nécessaires ; 1 en Ontario et 2 au Québec.
    - Le poste de compression de Ramore serait alimenté au gaz naturel.
    - Le poste de compression de La Corne fonctionnerait exclusivement à l'électricité.
    - Le poste de compression du lac Ashuapmushan serait équipé d'une turbine électrique et d'une turbine au gaz naturel. La turbine électrique alimenterait le compresseur principal, tandis que la turbine au gaz naturel servirait de relève en cas de défaillance du compresseur principal ou de perturbation de la livraison d'électricité à partir du réseau électrique. L'utilisation de la turbine de relève pourrait également être requise lors de certaines activités de maintenance du compresseur principal.
    - Les calculs préliminaires évaluent les émissions directes de GES des trois stations de compression proposées à 165 kT d'équivalent CO_2 par année d'exploitation. Ce chiffre comprend la consommation de gaz naturel, les purges/évacuations opérationnelles et l’estimation des émissions fugitives.
    - Les émissions totales de GES liées à l'énergie acquise et associées à l'achat d'électricité du réseau ont été estimées à 2 kT d'équivalent CO2 par année d'exploitation.

Par ailleurs, si l'on n'utilisait que des postes de compression de gaz naturel, il en résulterait ce qui suit :

- Postes de compression alimentés au gaz naturel
    - 2 postes de compression seraient nécessaires ; 1 en Ontario et 1 au Québec.

- Selon des calculs préliminaires, les émissions directes de GES des deux postes de compression proposés sont estimées à 320 kT d'équivalent CO_2 par année d'exploitation. Ce chiffre comprend la consommation de gaz naturel, les purges/évacuations opérationnelles et l'estimation des émissions fugitives.
- On estime que les émissions totales de GES liées à l'achat d'électricité sur le réseau sont de moins de 15 tonnes d'équivalent CO_2 par année d'exploitation.

Les travaux de quantification des émissions de GES se poursuivent pour les phases de construction et d'exploitation (p. ex. les émissions provenant du défrichement/changement d'utilisation des terres, de la décomposition de la biomasse, etc.). Les résultats seront présentés dans l'étude d'impact conformément à la version préliminaire de l'évaluation stratégique des changements climatiques (ECCC, août 2019) pour le scénario retenu.

24 Déchets et émissions

24.1 Déchets

Gazoduq s'engage à mener ses activités de façon écoresponsable. Ainsi, un plan de gestion des matières résiduelles et des matières dangereuses sera élaboré et présenté dans le Plan de protection de l'environnement. Les grands principes directeurs suivants feront partie intégrante de ce plan :

- des mesures préventives seront prises pour éviter le rejet de matières résiduelles et de matières dangereuses dans l'environnement;
- en cas de déversement accidentel, des mesures immédiates seront appliquées et les autorités seront informées
- tout déversement de déchets et de matières dangereuses devra être nettoyé rapidement
- les déchets et les matières dangereuses seront recyclés, éliminés ou transportés vers un site autorisé en conformité avec la réglementation en vigueur.

Il est anticipé que le Projet va générer des matières résiduelles non dangereuses et dangereuses.

Les matières résiduelles non dangereuses comprennent les ordures et débris générés lors des activités menées par le personnel principalement pendant la construction du Projet. Ces matières résiduelles non dangereuses sont de nature non toxique et incluent, sans s'y limiter :

- déchets de cuisine
- rubans et revêtements de tuyau
- baguettes de soudure/électrode de soudure utilisée(s)
- matériaux abrasifs pour ponceuse
- styromousse et plastiques
- bois
- fils et câbles
- piquets d'arpentage et rubans
- géotextiles usagés
- courroies métalliques

Les matières résiduelles dangereuses comprennent les déchets et les produits générés ou utilisés principalement durant la construction et à moindre échelle pendant l'exploitation du gazoduc. Ces matières peuvent contenir une certaine quantité de substances dangereuses sous forme de résidus. Les déchets dangereux peuvent inclure, sans s'y limiter :

- huiles usées (par exemple, huile à moteur, huile à transmission, huile hydraulique, huile de graissage, huile à engrenage, graisses lubrifiantes)

- filtres à huile usagés
- cartouches de graisse vides
- antigel usagé (par exemple, contenants et boîtes d'éthylène glycol et de méthyle éthylène glycol)
- sol, végétation et matériaux absorbants contaminés pouvant contenir du liquide hydraulique, de l'essence, du diesel ou de l'huile lubrifiante
- solvants usagés
- batteries usées (par exemple, automobiles et équipements)
- déchets liquides liés au traitement des films
- produits de nettoyage usagés et chiffons connexes

Les matières dangereuses susceptibles d'être utilisés au cours du Projet comprennent notamment :

- batteries
- produits de nettoyage
- carburants (par exemple, essence, diesel, propane, etc.)
- lubrifiants (par exemple, huile à moteur, huile à transmission, huile hydraulique, huile à engrenage, graisse lubrifiante, etc.)
- liquides de refroidissement (éthylène glycol, méthylé éthylène glycol)
- peintures et solvants
- produits chimiques nécessaires au traitement des films
- colles (y compris les enduits époxydes et à l'uréthane) et ciments

24.2 Émissions

Pour obtenir de l'information concernant les émissions de GES, se reporter à la section 23.

Compte tenu de l'utilisation simultanée d'un nombre important de véhicules, d'équipements et de machineries dotés de moteurs à combustion interne, la construction du Projet serait susceptible de générer des émissions atmosphériques (SO_2, NO_x, CO) et de matières particulaires. De plus, des activités de dynamitage qui seront réalisées pour la construction du Projet sont susceptibles de générer des émissions de poussière et des GES. Lors de la phase d'exploitation, pour les postes de compression fonctionnant au gaz naturel, des émissions atmosphériques sont attendues. Une surveillance accrue et l'application de mesures correctives permettront de limiter les émissions fugitives qui peuvent survenir pendant la phase d'exploitation.

La construction du Projet nécessitera des équipements dont le fonctionnement risque d'entraîner une hausse temporaire et localisée du niveau de bruit. Les bruits les plus courants associés à cette phase proviennent des équipements mobiles comme les camions, les excavatrices, les bouteurs, les génératrices et les foreuses. Dans certains cas, le fractionnement du roc par dynamitage ainsi que l'utilisation d'équipements spécialisés pour les franchissements en forage peuvent également contribuer à la hausse locale du niveau de bruit. Durant l'exploitation, les bruits proviendront majoritairement des postes de compression où les principales sources de bruit sont les compresseurs, les moteurs et les sous-stations électriques.

Lors des travaux de franchissement de certains cours d'eau, il est possible, en fonction de la méthode qui sera sélectionnée, qu'un apport en sédiments soit observé. Des mesures seront mises en place pour contrôler cet apport potentiel de sédiment dans les cours d'eau. De manière générale, cet apport en sédiments serait temporaire et relié à la durée de la construction de ces franchissements.

Aucune émission dans l'eau ou le sol n'est planifiée. Les bonnes pratiques, entre autres, de ravitaillement en carburant et d'entretien des équipements seront appliquées lors de la construction et de l'exploitation du Projet.

G Résumé

Conformément au paragraphe 25 du *Règlement sur les renseignements et la gestion des délais*, Gazoduq a préparé un résumé en français et en anglais des renseignements qui se retrouvent dans la présente description détaillée de projet.

H Renseignements supplémentaires requis pour les projets réglementés en vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*

1 Éléments de conception du Projet

Gazoduq est parvenue à éviter la vaste majorité des zones sensibles potentielles relevées dans le cadre du processus de sélection de la zone d'aménagement privilégiée (ZAP) (voir l'annexe G). Citons, à titre d'exemples, les lacs, les parcs, les zones protégées désignées et proposées, les zones de protection de l'approvisionnement en eau potable des municipalités connues, les habitats fauniques désignés tant au niveau fédéral que provincial, des zones forestières spécifiques (par exemple, à valeur écologique élevée, à caractère expérimental, à vocation d'enseignement et de recherche), certains milieux humides à valeur élevée, des mines en exploitation de même que les projets miniers connus, ainsi que des zones assujetties à des contraintes géotechniques plus élevées. D'autre part, des vérifications préliminaires au sol de même que l'utilisation de radars optiques (LIDAR) et d'orthophotographies à haute résolution ont permis à Gazoduq d'ajuster le tracé proposé afin de tenir compte des contraintes environnementales éventuelles, de même que des difficultés sur le plan de la constructibilité.

Gazoduq continuera de peaufiner le tracé sur la base de ses consultations avec les communautés autochtones, les parties prenantes et les autorités gouvernementales, en tenant compte des résultats des travaux complémentaires effectués sur le terrain, des évaluations environnementales et socio-économiques, et de l'évolution de la conception technique du Projet. Gazoduq continue de disposer d'une certaine marge de manœuvre en ce qui a trait à des ajustements du tracé. À titre d'exemple, dans le cadre des consultations publiques actuelles, Gazoduq examine une proposition conjointe déposée par le Syndicat des producteurs de bois du Saguenay-Lac-St-Jean et la Fédération de l'UPA du Saguenay-Lac-St-Jean. Cette proposition d'ajustement, au même titre que tout ajustement proposé, sera évaluée de manière pragmatique, la priorité allant à la sécurité de la population et de l'environnement. Il sera important de voir à préserver et maintenir les accomplissements antérieurs (s'agissant d'éviter la vaste majorité des zones sensibles potentielles) et de soutenir les objectifs de Gazoduq, visant à minimiser les effets potentiels.

En juin 2019, Gazoduq annonçait que l'emplacement de raccordement du gazoduc avec le réseau principal de TC Énergie se situerait à environ 4 km au sud du poste de compression de cette dernière, à Ramore, en Ontario. Cet emplacement étant optimal d'un point de vue technique, environnemental et commercial, Gazoduq ne dispose que d'une marge de manœuvre très limitée pour apporter des ajustements.

Au Québec, Gazoduq a sélectionné des sites pour ses postes de compression en tenant compte de la possibilité d'utiliser des turbines alimentées à l'électricité, lesquelles permettent de réaliser une réduction importante d'émission de GES, par rapport aux résultats que l'on obtiendrait avec des turbines alimentées au gaz naturel. Compte tenu des exigences électriques spécifiques de ces moteurs, Gazoduq dispose d'une marge de manœuvre limitée en ce qui concerne l'emplacement de ces postes de compression.

2 Approche en matière de sécurité publique et gérance de l'environnement

La sécurité publique et la gestion responsable de l'environnement figurent au sommet des préoccupations et des priorités de Gazoduq. L'entreprise s'engage à l'égard de la sécurité de tous ses employés et des personnes qui pourraient être affectées par ses installations et est déterminée à veiller à ce que ces dernières soient construites et exploitées de façon sécuritaire et respectueuse de l'environnement. Durant toutes les phases du Projet, Gazoduq fera de la sécurité l'une de ses priorités et, à ce titre, sensibilisera l'ensemble de son personnel et de ses entrepreneurs afin d'atténuer, voire d'éliminer les risques pour le public, les travailleurs, l'environnement et ses installations.

Conformément à cet engagement, le Projet sera conçu, construit et exploité en mettant l'accent sur la gestion, l'atténuation et la réduction des effets et des risques conformément aux meilleures pratiques applicables de l'industrie.

Des mesures de protection de la sécurité publique et de l'environnement sont intégrées dès la conception du Projet afin de prévenir les risques potentiels d'accident, de défaillance et de fuite de gaz naturel[24]. Cette conception respectera les exigences et les spécifications de l'industrie et sera conforme à la version la plus récente des normes de conception et de construction de gazoducs de gaz naturel au Canada (notamment la norme Z662-19 de la CSA) et intégrera aussi les pratiques les plus récentes en matière d'assurance de la qualité, d'atténuation des risques environnementaux et de gestion de l'exploitation.

Durant la préparation de la construction, Gazoduq élaborera un programme général de gestion de la sécurité qui sera appuyé par un ensemble de plans de mesures d'urgence mis au point pour des sites particuliers, y compris le gazoduc comme tel, les postes de compression et les installations connexes.

Gazoduq prépare également des plans de protection de l'environnement (PPE) pour la phase de construction. Des PPE préliminaires, principalement fondés sur des stratégies standards d'atténuation, seront annexés à l'étude d'impact pour le Projet. Gazoduq fournira les PPE définitifs, qui comprendront des mesures d'atténuation des risques standards et propres à différents sites, avant la construction, au cours de la phase de conformité aux conditions du Projet.

Durant la construction, Gazoduq prévoit que les responsabilités de construction relatives à la santé, la sûreté, la sécurité et le rendement environnemental seront prises en charge conformément à son système de gestion. Ces responsabilités s'appliqueront aussi aux entrepreneurs retenus pour la construction du Projet.

Gazoduq s'assurera d'embaucher des inspecteurs détenant l'ensemble des formations nécessaires et qualifiés pour inspecter les travaux de construction et s'assurer que le gazoduc et les installations connexes sont construits conformément aux éléments suivants :

- Conception du Projet
- Normes, spécifications et procédures applicables
- Système de gestion de la qualité de Gazoduq

Des inspecteurs en environnement seront également mandatés pour s'assurer que les mesures d'atténuation environnementales seront appliquées durant la construction, en conformité avec les PPE pour le Projet. Des renseignements supplémentaires sur l'inspection et la surveillance de la construction seront fournis dans l'étude d'impact pour le Projet.

Les activités de construction respecteront les exigences des lois et règlements et seront conformes aux exigences du Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres.

Une fois que le gazoduc sera en service, Gazoduq appliquera le système de gestion intégré, les programmes et les politiques qui seront élaborés pour la phase d'exploitation.

[24] Par exemple, le gazoduc sera protégé contre la corrosion par un revêtement époxy apposé par fusion et un système de protection cathodique. Les autres mesures de sécurité comprennent : a) inspections régulières de la paroi intérieure et extérieure pour repérer les microfissures, les traces de corrosion ou autres anomalies à l'aide d'outils d'inspection interne; b) surveillance en permanence, 24 heures par jour, 7 jours par semaine à l'aide d'unités de contrôle automatisées combinées à des instruments de mesure installés en redondance qui assureront une surveillance ininterrompue de la conduite afin de détecter la moindre anomalie, chute de pression ou de débit; c) centre de commande avec surveillance 24 heures par jour, 7 jours par semaine par des techniciens ayant reçu une formation spécialisée.

3 Mesures d'urgence

3.1 Préparation aux urgences et intervention d'urgence - Phase de construction

Des plans des mesures d'urgence (PMU) seront mis au point pour le gazoduc et ses installations connexes. Ces plans permettront de s'assurer que Gazoduq dispose de capacité d'intervention et de ressources suffisantes pour coordonner les activités et les communications en cas d'urgence lors de la construction.

Un PMU global est actuellement en cours d'élaboration pour la phase de construction du Projet. Il sera inclus, à titre de plan préliminaire, dans l'étude d'impact du Projet.

Avant la construction, des PMU spécifiques à chaque site seront élaborés pour répondre aux éventuelles urgences sur les chantiers. Ces PMU spécifiques à chaque site seront cohérents avec le PMU global et seront communiqués à toutes les parties concernées lors des séances d'orientation sur la sécurité propre à chaque site.

Lors de l'élaboration des PMU pour la phase de construction, Gazoduq consultera les organismes régionaux d'intervention en cas d'urgence afin de s'assurer que les protocoles de communication et de coopération appropriés soient en place. Cela permettra de s'assurer que ces plans sont cohérents avec les plans des organismes d'intervention d'urgence concernés.

3.2 Identification des risques

Dans le cadre du processus réglementaire provincial au Québec, Gazoduq doit procéder à une évaluation de risques technologiques dans le cadre de son Projet. Cette analyse, qui fait partie d'un processus habituel pour tout nouveau projet industriel, permettra d'identifier le potentiel d'accident majeur pouvant se produire, d'en évaluer les conséquences possibles pour la communauté et le milieu et prévoir les mesures de protection requises à mettre de l'avant pour éviter ces accidents potentiels ou d'en réduire leur fréquence et conséquences.

3.3 Plan de gestion des urgences – Phase d'exploitation

En plus des PMU prévus pour la phase de construction, Gazoduq développera et mettra en place un Plan de gestion des urgences (PGU) adapté à la réalité des différentes régions avant la mise en service de la conduite de transmission de gaz naturel. Ce plan de gestion des urgences présentera les mesures qui seront prises si une situation d'urgence devait survenir en phase d'exploitation de ce gazoduc.

Le PMU décrit notamment le processus et les procédures à suivre advenant une urgence, le déploiement des ressources humaines, matérielles et financières requises et les mesures à prendre en fonction de tous types de situations d'urgence.

Ainsi, le PGU définit les mécanismes permettant, entre autres :

- d'assurer la protection du public, de l'environnement et des biens
- d'agir rapidement avec l'équipement adéquat lors d'une urgence et la maîtriser
- d'assurer une coordination et une communication efficace entre les partie prenantes

Au minimum, le contenu du PGU sera constitué des éléments suivants :

- une liste de distribution (numéros de téléphones cellulaires, courriels, etc.)
- un mécanisme de mise à jour
- le mécanisme d'alerte et de mobilisation
- les ressources externes
- la chaîne de commandement
- les communications internes et externes

- les rôles et responsabilités des intervenants internes à l'organisation
- les rôles et responsabilités des organismes externes impliqués dans une urgence
- une rétroaction sur les suivis

Le PGU sera publié sur le site Web de Gazoduq et sera distribué aux organismes d'intervention d'urgence compétents avant que le Projet ne soit mis en service commercial.

3.4 Système de gestion des incidents

Gazoduq mettra de l'avant un mécanisme d'intervention basé sur le système de commandement des interventions. Ce système permet une gestion efficace des interventions en intégrant une combinaison de matériel, ressources et moyens de communication au sein d'une structure organisationnelle commune et traitera de l'interaction et des responsabilités applicables de Gazoduq et de ses entrepreneurs au cours d'un incident. C'est un système qui permet d'adapter le niveau d'intervention en fonction des besoins associés à un incident. Les trois principaux objectifs du système de commandement des interventions sont d'assurer la division ordonnée du travail, assurer la sécurité globale sur les lieux de l'incident et de veiller à ce que le travail effectué sur le lieu de l'incident soit réalisé de façon efficace.

3.5 Liaison avec les organismes impliqués dans une urgence

Gazoduq veillera à établir des relations appropriées avec tous les organismes pouvant être impliqués dans une intervention d'urgence. Ces derniers pourraient notamment être les premiers répondants, les municipalités, les directions régionales des ministères appropriés et les groupes autochtones. Gazoduq veillera à maintenir des canaux de communications avec ces intervenants afin de s'assurer qu'on puisse coordonner les interventions lors d'un incident. Ces discussions auront lieu en amont de la mise en service du Projet, lors de l'élaboration du plan des mesures d'urgences préliminaire et du plan de gestion des urgences, lors des mises à jour subséquentes.

3.6 Communication avec le personnel impliqué dans les situations d'urgence

En temps et lieux, Gazoduq transmettra à quiconque pouvant être impliqué dans une situation d'urgence les informations pertinentes sur le PMU, incluant l'emplacement des installations et infrastructures de Gazoduq, du gaz naturel transporté par la conduite, des fiches signalétiques, des rôles joués par chacun des intervenants ainsi que des pratiques et procédures à suivre.

3.7 Programme d'information

Gazoduq mettra de l'avant un programme d'information et de sensibilisation sur ses installations à l'égard des premiers répondants, du personnel médical, des divers organismes concernés et pour la population vivant à proximité de la conduite. Ce programme informera les groupes visés de l'emplacement de la conduite, de tous dangers potentiels et situations d'urgence impliquant la conduite et des procédures de sécurité à suivre en cas d'urgence. Il pourra s'agir des procédures et méthodes pour informer les autorités, les organismes et le public, les procédures et protocoles en matière de santé et sécurité et les moyens d'alerter la compagnie en cas d'urgence.

3.8 Formation et exercices

La compagnie mettra en place un programme de formation en cas d'urgence ainsi que sur la sécurité de ses installations pour ses employés afin de leur permettre d'acquérir et d'accroître leurs connaissances et compétences. Ce programme de formation définira les rôles et responsabilités de chacun en situation d'urgence et les compétences requises pour mener à bien leurs tâches.

Afin de démontrer sa capacité à intervenir, Gazoduq effectuera des exercices de tables et des exercices de simulation d'urgence sur le terrain auxquels divers intervenants seraient invités à participer, dont les premiers répondants.

4 Transparence de la surveillance et de l'exécution des conditions et des engagements[25]

4.1 Conformité aux conditions

Conformément aux pratiques usuelles en vigueur dans l'industrie, Gazoduq assurera la transparence sur le plan de la communication de l'information ou de l'élaboration des rapports tout au long de la phase de conformité aux conditions initiales du Projet, par la production électronique et la publication des documents de conformité de Gazoduq sur le site Web de la REC et par la production de sommaires mensuels faisant état des progrès accomplis par Gazoduq pour respecter les conditions prévues en vertu du certificat à être émis. Gazoduq comprend que ces sommaires sont typiquement préparés par la REC et publiés sur le site Web de celle-ci. Des avis de publication de tels rapports, incluant un lien menant au site Web de la REC, seront également publiés sur le site Web de Gazoduq.

Outre la transparence assurée par la communication de l'information sur le site Web, d'autres mécanismes (par exemple, inspections, copatrouilles et visites du chantier) pourront servir à s'assurer du respect par Gazoduq des exigences prévues au certificat conformément aux demandes exprimées par les parties prenantes et les autorités municipales ou régionales. Si de tels mécanismes sont employés lors la construction et après celle-ci, l'élaboration et la mise en œuvre de protocoles de sécurité et de suivi appropriés devront être prévus. Dans la mesure où un tel suivi est demandé, des rapports périodiques sur celui-ci seront publiés sur le site Web de Gazoduq et si une condition du certificat l'exige, seront envoyés par voie électronique et publiés sur le site Web de la REC.

Les conditions du programme de suivi pour les Autochtones applicable aux phases de construction et post-construction du Projet seront abordées au cours des consultations avec les groupes autochtones susceptibles d'être touchés. Ces programmes au bénéfice des Autochtones prévoient généralement le suivi des effets environnementaux négatifs, des effets sur les ressources patrimoniales, des zones liées à l'usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles et des zones présentant une importance sur le plan culturel. Les programmes pourraient inclure l'un ou l'autre des mécanismes susmentionnés, sous réserve des protocoles applicables en matière de sécurité et de suivi. Des conditions relatives au suivi du Projet pour le bénéfice des autochtones feront vraisemblablement partie du certificat. Gazoduq soumettra à la REC les documents de conformité en plus de les envoyer directement aux groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le Projet. Leur transmission sera faite soit par courrier électronique, service de messagerie ou par ces deux moyens. Les mises à jour seront publiées sur le site Web de Gazoduq.

Au chapitre de la transparence lors de la phase d'exploitation, Gazoduq soumettra ses documents de conformité à la phase postérieure à la construction par voie électronique à la REC en plus de publier un avis périodique de telles communications d'information sur son site Web. Les parties susceptibles d'être touchées, notamment les groupes autochtones et les organismes gouvernementaux, seront également avisées directement. Une telle approche permettra d'assurer une surveillance ininterrompue du respect par Gazoduq des conditions applicables au cours de la phase postérieure à la construction, bien après que le Projet soit achevé et alors qu'il sera en exploitation. Ces conditions pourraient prévoir la production de rapports pendant une période de cinq à dix ans, voire plus longtemps.

[25] Se reporter à l'alinéa 186(1)*a)* et à l'article 187 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*.

4.2 Suivi des engagements

Gazoduq préparera un mécanisme de suivi des engagements. Selon la pratique réglementaire en vigueur, Gazoduq prévoit produire des rapports périodiques de suivi des engagements tout au long de la phase de conformité aux conditions du Projet. Si nécessaire, ces rapports seront déposés auprès de la REC et seront disponibles au public sur le site web de la REC.

Le mécanisme de suivi inclura tous les engagements applicables énoncés dans l'étude d'impact de Gazoduq, de même que dans les documents connexes sous forme de réponses aux questions soumises ou dans ses documents communiqués dans le cadre du processus d'audiences publiques. Il inclura également les engagements que l'on retrouve dans les conditions associées à un permis et dans les documents de conformité.

Aux fins réglementaires, ce mécanisme de suivi ne prévoit pas d'inclure les éléments suivants :

- énoncés d'intention, buts ou objectifs
- mesures à prendre découlant des réunions et des autres discussions avec les parties prenantes et les groupes autochtones
- mesures d'atténuation propres à un site en particulier tirées d'un PPE actualisé, de fiches d'harmonisation environnementale ou d'études sur l'usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles

Gazoduq anticipe que son mécanisme de suivi des engagements, périodiquement mis à jour, soit publié sur son site Web et qu'il sera également disponible dans les bureaux de construction du Projet.

5 Processus de règlement des différends

Gazoduq entend répondre aux questions et aux préoccupations des parties prenantes, des propriétaires fonciers et des groupes autochtones par des discussions ouvertes, directes et respectueuses. Si un problème ne peut être résolu par la discussion, le processus de Mode alternatif de règlement des différends de la REC peut être envisagé. Ce processus de la REC est énoncé à l'article 73 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*.

Par ailleurs, Gazoduq entend développer un mécanisme accessible et rigoureux de gestion des préoccupations, des commentaires, des plaintes et des questions pour les phases de construction et d'exploitation du Projet.

À cet effet, un comité de suivi sera mis en place en s'inspirant des pratiques reconnues par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du gouvernement du Québec, notamment afin de favoriser un dialogue ouvert, franc et constructif.

Ce comité pourra poursuivre les objectifs généraux suivants, lesquels pourront être validés avec le milieu d'accueil en temps opportun :

- favoriser le partage d'information sur toute nouvelle préoccupation observée dans le milieu
- favoriser l'harmonisation et recommander des solutions qui sont acceptables pour le milieu, économiquement viables pour le promoteur et compatibles avec l'encadrement légal et réglementaire du Projet
- favoriser le bon voisinage entre les zones de construction ou d'activités et le milieu environnant, répondre promptement et efficacement aux attentes ou aux préoccupations soulevées par le milieu

Ce comité pourra également inclure un processus adapté à la gestion et la résolution des questions litigieuses entre diverses parties visant à identifier des solutions fonctionnelles qui permettent d'éviter les traditionnels mécanismes réglementaires ou juridiques.

Références

Section 12.2

- Office national de l'énergie (2016). *Les meilleures technologies* disponibles *pour les pipelines de ressort federal*. Repéré à http://publications.gc.ca/site/eng/9.833281/publication.html.

Section 14

- Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP) (2016a). *Classification écologique du territoire québécois* [données géospatiales]. Secteur des Forêts-Direction des inventaires forestiers. Gouvernement du Québec, Québec.
- Ministère des Richesses naturelles et des Forêts de l'Ontario (MRNFO) (2012a). Ecoregions - Écorégions [données géospatiales]. Land Information Ontario, Peterborough, Ontario.
- Cloutier et al., 2013. Cloutier, V., Blanchette, D., Dallaire, P.L., Rosa, E. et Roy M. (2013). *Projet d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines de l'Abitibi-Témiscamingue (partie 1)*. *Rapport final déposé au ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec*. *Rapport de recherche P001*. Groupe de recherche sur l'eau souterraine, Institut de recherche en mines et en environnement, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 135 p. + annexes, 25 cartes thématiques (1 :100 000).
- Cloutier et al., 2015. Cloutier, V., Rosa, E., Nadeau, S., Dallaire, P.-L., Blanchette, D. et Roy, M. (2015). *Projet d'acquisition de connaissances sur les eaux* souterraines *de l'Abitibi-Témiscamingue (partie 2)*. *Rapport final déposé au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissance sur les eaux souterraines du Québec. Rapport de recherche P002.R3*. Groupe de recherche sur l'eau souterraine, Institut de recherche en mines et en environnement, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 313 p., 15 annexes, 24 cartes thématiques (1 :100 000).
- Centre d'étude sur les ressources minérales – Programme d'Acquisition de Connaissances sur les Eaux Souterraines (2013). *Résultats du programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines de la région Saguenay–Lac-Saint-Jean*. Centre d'études sur les ressources minérales, Université du Québec à Chicoutimi. [En ligne] : http://www.environnement.gouv.qc.ca/_PACES/rapports-projets/SaguenayLacStJean/SLSJ-scientif-UQAC-2013.pdf.

Section 15.1

- Statistique Canada (2018c). Indicateurs de la santé. nº de produit : 82-221-X2018004. Nº d'exemplaire : 2018004. Repéré à statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1310009601. Consulté en août 2018.

Section 15.2

- Statistique Canada (2018a). Profil du recensement, Recensement de 2016. Profils d'une communauté ou d'une région nº de produit : 98-316-X2016001. [En ligne] : statcan.gc.ca/census-recensement/2016/dp-pd/prof/index.cfm?Lang=F. Consulté en août 2018.
- Statistique Canada (2018c). Indicateurs de la santé. nº de produit : 82-221-X2018004. Nº d'exemplaire : 2018004. Repéré à statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1310009601. Consulté en août 2018.

- Ministry of Finance of Ontario (2018). Ontario Population Projections Update, 2017–2041. [En ligne]: https://www.fin.gov.on.ca/en/economy/demographics/projections/#tables. Site consulté en août 2018.
- Institut de la statistique du Québec (2014). *Perspectives démographiques des MRC du Québec, 2011-2036.* [PDF] 15 p.
- Statistique Canada (2016). Recensement de 2016 - Profil du recensement. [En ligne] : statcan.gc.ca/census-recensement/2016/dp-pd/prof/index.cfm?Lang=F. Site consulté le 13, le 14 et 15 mars 2019.
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (2018f). AQRéseau+ [données géospatiales]. Gouvernement du Québec, Québec.

Tableau 15-2

- Municipalité de Black River-Matheson, 2017. Final Official plan. Matheson, Ontario. 109 p. et annexes.
- Municipalité de Gauthier, 2011. Official Plan. Gauthier, Ontario. 29 p. et annexes.
- Municipalité de Kirkland Lake, 2016. Official plan. Kirkland Lake, Ontario. 61 p. et annexes.
- Municipalité de Larder Lake, 2017. Official plan. Larder Lake, Ontario. 76 p. et annexes.
- Municipalité de McGarry, 2011a. Official plan. McGarry, Ontario. 198 p. et annexe.
- Municipalité de McGarry, 2011b. Zoning By-Law Schedules A - Final, and B-Final. McGarry, Ontario. 2 p.
- Municipalité régionale de comté d'Abitibi, 2010. Schéma d'aménagement et de développement révisé de la MRC d'Abitibi. Amos, Québec 356 p. et annexes.
- Municipalité régionale de comté d'Abitibi-Ouest, 2017. Schéma d'aménagement et de développement révisé (SADR-04) 2e génération. La Sarre, Québec. 200 p. et annexes.
- Municipalité régionale de comté de Lac-Saint-Jean-Est, 2001. Schéma d'aménagement révisé. Alma, Québec. 252 p. et annexes.
- Municipalité régionale de comté du Domaine-du-Roy, 2015. Schéma d'aménagement et de développement révisé. Roberval, Québec. 315 p. et annexes.
- Municipalité régionale de comté de La Vallée-de-l'Or, 2005. Schéma d'aménagement et de développement. En vigueur : 20 mai 2005. Val-d'Or, Québec. 355 p.
- Municipalité régionale de comté du Fjord-du-Saguenay, 2012. Schéma d'aménagement et de développement révisé. Saint-Honoré, Québec. 780 p. et annexes.
- Ville de La Tuque, 2001. Schéma d'aménagement et de développement – Génération 2 – Mise à jour le 4 octobre 2001. Site FTP transmis par la Ville de La Tuque. Consulté le 4 février 2019.
- Ville de Rouyn-Noranda, 2010. Schéma d'aménagement et de Développement révisé. Mise à jour le 4 octobre 2018. Rouyn-Noranda, Québec. 282 p. et annexes.
- Ville de Saguenay, 2011. Schéma d'aménagement et de développement. Chicoutimi, Québec. 126 p. et annexes.
- Ministère des Richesses naturelles et des Forêts de l'Ontario, 2011. Ontario Hydro Network: Waterbody - Réseau de données hydrographiques de l'Ontario [données géospatiales]. Land Information Ontario, Peterborough, ON.

- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 2013. Cadre de référence hydrographique du Québec (CRHQ) [données géospatiales]. Gouvernement du Québec.

Section 15.3

- Township of Black River-Matheson, 2017. Final Official Plan. [En ligne] : https://www.blackriver-matheson.com/photos/custom/BRM%20FINAL%20OP%20-%20Minister's%20Modified%20Version%20-%20Prepared%20Apr%2028%202017%20(1).pdf
- Township of Gauthier, 2011. Official Plan. [En ligne] : https://www.tunnockconsulting.ca/wp-content/uploads/Gauthier/GauthierOP.pdf
- Township of Larder Lake, 2013. Community Strategic Plan – For the Town of Larder Lake 2013-2023. [En ligne] : https://drive.google.com/drive/folders/1OWhgPZs1wz21VGTqhd3zspULGSgQUMtN
- Township of Kirkland, 2016. Official Plan. [En ligne] : http://www.kirklandlake.ca/assets/documents/BuildingAndPlanning/Planning/ADOPTED%20OFFICIAL%20PLAN%20-%20TEXT%20ONLY.pdf
- Township of McGarry, 2011. Official Plan. [En ligne] : https://www.mcgarry.ca/images/MiscellaneousImages/Official-Plan-and-Zoning-By-Law.pdf
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (2006a). Portrait territorial : Abitibi-Témiscamingue. [En ligne] : mern.gouv.qc.ca/publications/territoire/planification/portrait-abitibi.pdf. Consulté le 15 mars 2018.
- Municipalité régionale de comté d'Abitibi (2010). Schéma d'aménagement et de développement révisé de la MRC d'Abitibi. 324 p.
- Municipalité régionale de comté d'Abitibi-Ouest (2017). Schéma d'aménagement et de développement révisé (SADR-04) – 2e génération. Règlement n° 03-2016. 186 p.
- Municipalité régionale de comté de La Vallée-de-l'Or (2005). Schéma d'Aménagement et de Développement. 339 p.
- Ville de Rouyn-Noranda (2015). Schéma d'aménagement et de développement révisé 2010. [En ligne] : http://www.ville.rouyn-noranda.qc.ca/fr/page/schema-amenagement-et-de-developpement/
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (2006b). Portrait territorial : Mauricie. [En ligne] : mern.gouv.qc.ca/publications/territoire/planification/portrait-mauricie.pdf. Consulté le 15 mars 2018.
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (2006c). Portrait territorial : Saguenay – Lac-Saint-Jean. [En ligne] : https://mern.gouv.qc.ca/publications/territoire/planification/portrait-saguenay.pdf. Consulté le 15 mars 2018.
- Municipalité régionale de comté du Domaine-du-Roy (2012). Second projet de schéma d'aménagement et de développement révisé. [En ligne] : http://bibvir2.uqac.ca/archivage/030359269.pdf
- Municipalité régionale de comté du Fjord-du-Saguenay (2012). Schéma d'aménagement et de développement révisé. Saint-Honoré, Québec. 780 p. et annexes.

GNL QUÉBEC – ÉNERGIE SAGUENAY

ÉTUDE RÉALISÉE SUR SIMULATEUR COMPLET DE NAVIGATION



Confidentiel

Centre de simulation et d'expertise maritime

Une division de la
Corporation des pilotes du Bas Saint-Laurent
Québec (Québec) Canada
www.sim-pilot.com

Septembre 2019

GNL QUÉBEC – ÉNERGIE SAGUENAY

ÉTUDE RÉALISÉE SUR SIMULATEUR COMPLET DE NAVIGATION



Confidentiel

Centre de simulation et d'expertise maritime

Une division de la
Corporation des pilotes du Bas Saint-Laurent
Québec (Québec) Canada
www.sim-pilot.com

Septembre 2019

Confidentiel

© Septembre 2019 Centre de simulation et d'expertise maritime (CSEM)

Tous droits de traduction, de reproduction et d'adaptation réservés. La reproduction d'un extrait quelconque de ce document, par quelque procédé que ce soit, est strictement interdite, sans autorisation écrite du CSEM.

Synopsis

GNL Québec (GNLQ) procède présentement au développement d'un terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) à faibles émissions de carbone, qui deviendra une référence dans l'industrie. Ce terminal, d'une capacité de 10,5 millions de tonnes par année (MTPA), sera situé à Saguenay, Québec. Le terminal proposé recevra, traitera, liquéfiera et exportera environ 1,55 milliard de pieds cubes standard de gaz naturel par jour, provenant de sources d'approvisionnement au Canada.

Dans le cadre du développement du projet, notamment la conception du terminal maritime et des opérations de transport maritime, Une série de transits ont été effectués sur une passerelle de simulation complète entre décembre 2018 et juin 2019. Ces simulations comportaient plusieurs phases et visaient à démontrer la viabilité de la structure maritime et que la manœuvre de navires à proximité du terminal (virages, accostages et appareillages), ainsi que les transits de navires dans l'estuaire du Saguenay, pouvaient être réalisés en toute sécurité, et dans un souci constant de réduire l'impact environnemental ou écologique. Dans tous les cas, une étude sur les conséquences des manœuvres a été réalisée en vue de déterminer si les mouvements planifiés des navires peuvent être effectués selon un degré de contrôle qui :

i) garantit un haut niveau de sécurité, s'harmonise avec les politiques d'atténuation des risques et les normes générales en matière de procédures, appliquées par la Corporation des pilotes du Bas Saint-Laurent (CPBSL) ;

ii) est conforme aux pratiques exemplaires internationales et aux normes de sécurité en matière de manœuvre des méthaniers.

La première phase de l'étude s'est déroulée du 3 au 7 décembre 2018, dans les locaux du Centre de simulation et d'expertise maritime à Québec. Elle consistait à effectuer une série de manœuvres (38) sur le simulateur complet de navigation, à l'aide de navires porteurs d'une capacité de 177 000 m^3 et de navires Q-FLEX. Les remorqueurs d'aide à l'accostage/appareillage et les remorqueurs d'escorte à grande vitesse ont été simulés avec des remorqueurs de type *Azimuthal Stern Drive* (ASD), ayant une puissance de traction variant de 65 à 90 tonnes. Lors de chaque simulation, un ou deux remorqueurs étaient commandés par des capitaines expérimentés, tandis qu'un remorqueur virtuel était contrôlé à partir du poste de l'instructeur. En raison de l'extrême complexité du courant fluvial et des tendances de courants de marée observées dans cette zone, des modèles de courants dynamiques trois dimensions/courants de marée hautement détaillés ont été élaborés pour l'ensemble de la zone de transit. Le débit fluvial a été modélisé en fonction de différentes couches de profondeur sur un cycle de marées complet pour quatre types de scénarios de marées selon les saisons. Ces modèles ont été utilisés pour les trois phases de l'étude. Cette phase de l'analyse de simulation comportait à la fois des variables physiques et des variables liées à la performance humaine ou au comportement, qui sont considérées comme essentielles à la réalisation des opérations dans l'estuaire du Saguenay. De plus, elle examinait l'ensemble des conditions environnementales d'exploitation (à l'exception de simulations dans les glaces), notamment la marée montante (flot) et la marée descendante (jusant), ainsi que les vents soutenus d'une vitesse allant jusqu'à 30 nœuds. Les observations faites à l'issue de cette phase, auxquelles se sont ajoutées des informations supplémentaires et des décisions opérationnelles prises de manière progressive, ont ensuite servi de point de départ pour les deux prochaines phases de la simulation.

Confidentiel

La deuxième phase de la simulation a été réalisée entre le 30 avril et le 1er mai 2019. À cette étape, il avait été déterminé, d'un point de vue opérationnel et dans le but d'atténuer les risques, que seuls les navires à deux hélices dotés de systèmes de gouverne et de propulsion redondants seraient utilisés sur ce terminal. En outre, compte tenu du volume et de la fréquence de navires prévus ainsi que de la complexité du régime et du courant de marée, il avait aussi été décidé que les transits dans la zone située à l'embouchure du Saguenay (au confluent du fleuve Saint-Laurent) ne seraient effectués que pendant les périodes privilégiées où le flux et le reflux des marées sont le moins intenses. Il a été déterminé au cours des simulations réalisées en décembre, et réitéré lors de la phase actuelle de la simulation, que chaque cycle de marée de 12 heures comporte des périodes de flux de marée relativement linéaire, de faible vitesse, variant de 90 à 120 minutes.

Cette deuxième phase visait essentiellement à explorer les stratégies potentielles de réduction du bruit dans deux zones identifiées comme sensibles pour les mammifères marins. Pour ce faire, des transits ont été effectués à l'embouchure du Saguenay et à proximité de la baie Sainte-Marguerite, à une vitesse faible et constante, en utilisant soit deux hélices ou une hélice (selon le type de navire) *ainsi qu'en effectuant des dérives contrôlées en augmentant ou arrêtant le régime moteur de sorte à maintenir la trajectoire du navire et le contrôle sur le cap et la position.* Les données relatives au régime moteur et à la rotation de l'hélice, l'angle de gouvernail, la position du navire, sa vitesse, la vitesse du courant, etc. ont été enregistrées pendant les exercices de simulation et extraites pour exécuter un modèle distinct de détermination du bruit, en vue d'établir le niveau de bruit ambiant généré par chacune des différentes techniques de manœuvre. Ces essais ont été réalisés avec un navire Q-FLEX à deux hélices qui est considéré comme le plus grand navire pouvant être utilisé à ce terminal et, par conséquent, le pire scénario de manœuvre envisageable. Les essais réalisés ont démontré qu'en ayant recours aux techniques de manœuvre à faible vitesse (vitesse-surface de 8 nœuds ou moins), il était possible de maintenir un très bon contrôle du cap et de la position pendant les périodes d'étales de marées, et à une vitesse de vent allant jusqu'à 20 nœuds. Lorsque la vitesse du vent atteignait 25 nœuds, et sans l'aide d'un remorqueur, l'efficacité du contrôle du cap et de la position demeurait acceptable, mais il restait peu de marge de manœuvre ; ce qui signifie qu'en cas de problème au niveau du contrôle du cap du navire, ce dernier devrait accélérer (vitesse supérieure à 8 nœuds) afin de garder le contrôle.

La troisième phase de la simulation a été réalisée du 3 au 5 juin 2019. Un modèle sur mesure de méthanier pour simulation, à deux hélices et d'une capacité de 177 000 m^3, a été utilisé pour cette phase. Tous les méthaniers de cette taille qui sont actuellement en construction ou dont la commande a été passée correspondent à ce type de modèle. Par conséquent, on considère que c'est ce type de navire qui sera utilisé à ce terminal. Cette phase consistait essentiellement à examiner et, si nécessaire, réviser les conclusions faites à l'issue des deux phases précédentes en fonction de toutes les différences notables au niveau de la performance ou du comportement de ce navire par rapport au méthanier à une hélice, d'une capacité de 177 000 m^3 ou au méthanier à deux hélices, de type Q-FLEX. Au cours de cette phase, une attention particulière a été portée à trois éléments essentiels :

- réalisation de transits à l'embouchure du Saguenay, à une vitesse maximale de 8 nœuds, afin d'évaluer la capacité à faire face aux pannes du système de direction et de propulsion, avec et sans remorqueur d'escorte attaché à la poupe ;

Confidentiel

- réponse aux pannes du système de direction et de propulsion lors du passage à proximité des câbles haute tension près du Cap Sainte-Marguerite à une vitesse de 5 à 8 nœuds, à l'aide d'un remorqueur d'escorte attaché à la poupe ;
- opérations d'accostage et d'appareillage pendant les marées, synchronisées avec un transit à l'étale (entrant/sortant) à l'embouchure de la rivière, des vents de 30 nœuds, et au moins 3 remorqueurs de 65 tonnes chacun.

Tous les essais ont démontré que le navire à deux hélices, de 177 000 m^3, était plus efficace que le navire à une seule hélice de 177 000 m^3 et que le navire Q-FLEX à deux hélices. Ainsi, comme dans les deux phases précédentes de la simulation, en ce qui concerne les trois éléments essentiels susmentionnés, le niveau d'efficacité du contrôle du cap, de la position, ainsi que la capacité à répondre aux urgences demeuraient élevés.

En résumé, à la suite de l'analyse de cette manœuvre à plusieurs étapes, les recommandations et observations suivantes ont été faites aux fins de planification opérationnelle et d'élaboration des politiques futures :

a. Étant donné que les méthaniers sont hauts et sont donc sujets à la rotation et à la dérive causées par le vent, pour offrir une réponse efficace dans le cas exceptionnel de panne du système de direction ou de propulsion, il est recommandé de mettre en place une politique sur l'utilisation des remorqueurs d'escorte attachés à la poupe du navire, dans la partie inférieure du Saguenay et au confluent de la rivière Saguenay et du fleuve Saint-Laurent, pour tous les transits de méthaniers dans la zone située entre une ligne reliant la bouée K54 au Phare du haut-fond Prince (limite est) et à l'Ile Saint Louis (limite ouest).

b. Il est recommandé, à titre de politique opérationnelle, que tous les transits d'arrivée et de départ de méthaniers s'effectuent au confluent du Saguenay et soient réalisés pendant les périodes privilégiées de marée identifiées, où la vitesse du courant de marée est faible (< 1,5 nœud à l'arrivée et < 2,5 nœuds à la sortie), car ceci permet le passage du navire à une faible vitesse-surface, tout en maintenant une vitesse sur le fond qui n'est pas trop lente.

c. Pour poursuivre dans le sens du point b) ci-dessus, on a constaté que dans les conditions de marée susmentionnées, et lorsque la vitesse du vent est inférieure à 25 nœuds, même si les systèmes de direction et de propulsion du méthanier à deux hélices venaient à être défaillant d'un côté (c.-à-d. côté bâbord), il serait tout de même possible de maintenir un niveau acceptable de contrôle du cap et de la position de l'autre côté (c.-à-d. côté tribord), grâce à la redondance du système de direction et de propulsion. De plus, le remorqueur attaché servirait de mesure supplémentaire de réduction des risques dans le cas très improbable d'une panne complète du système de propulsion, ou dans l'éventualité où les deux gouvernails se bloquaient à toute dans la même direction (par exemple, les deux gouvernails se coincent à barre toute à tribord).

d. Comme mesure proactive visant à réduire le bruit d'eau généré par les conditions ambiantes et aussi à garantir l'efficacité du remorqueur d'escorte attaché, en cas d'intervention d'urgence, les passages de méthaniers au niveau du chenal d'entrée du Saguenay qui est délimité à l'est par une ligne entre le phare du haut-fond Prince et la bouée K54, et à l'ouest par une ligne s'étendant au nord à partir de Pointe-

Confidentiel

Noire, devraient être effectués à l'aide d'un transmetteur d'ordres réglé pour une vitesse-surface maximale de 8 nœuds.

e. Pour garantir l'efficacité du remorqueur d'escorte attaché, en toute situation d'urgence, lors de passages sous les câbles haute tension, la vitesse-surface du méthanier devrait être réduite à 5 nœuds à une distance minimale de 1000 mètres avant de passer sous les câbles.

f. Tout remorqueur utilisé comme escorte pour un méthanier dans la zone d'escorte identifiée doit être conçu de manière à 1) permettre les transits avec remorqueur d'escorte attaché, à des vitesses allant jusqu'à 11 nœuds dans les conditions environnementales existantes 2) pouvoir, lorsque la vitesse de transit est de 5 à 9 nœuds, maintenir une puissance dynamique minimale de 90 tonnes (notons que cette valeur de 90 tonnes représente la charge dynamique soutenue et pas simplement la puissance de traction statique).

g. Avec une attention particulière aux opérations à l'aide de remorqueurs attachés, et des conditions de vent, marée, mer et de givrage ou d'embruns verglaçants saisonnier, il est déconseillé de planifier ou d'effectuer des transits de méthaniers dans le Saguenay durant les périodes où la vitesse du vent provenant du quadrant nord-est dépasse 30 nœuds, ou lorsque la hauteur significative des vagues à l'embouchure de la rivière dépasse 2,5 mètres.

h. En raison de la nature ouverte des abords de la baie à Grande-Anse, à l'espace entre les deux postes d'amarrage pour méthaniers, et à la distance entre le poste d'amarrage du côté ouest et le terminal de Grande-Anse, les méthaniers peuvent accoster de façon sécuritaire et efficace, tant bâbord à quai que tribord à quai. Même lorsqu'il y a des navires accostés aux terminaux avoisinants, il y a suffisamment d'espace pour que le méthanier manœuvré puisse maintenir une distance minimale de 200 mètres avec n'importe quel navire amarré.

i. Compte tenu de la nature particulière du courant de la marée baissante (direction est), dont la vitesse varie entre 0,5 et 2,5 nœuds à proximité immédiate du poste d'amarrage pour méthanier, et du vent dominant provenant du quadrant nord-ouest, on estime que, de façon répétitive, les accostages bâbord à quai peuvent être effectuées de manière plus efficace et sécuritaire que les accostages tribord à quai. Il est fortement recommandé d'envisager la mise en œuvre d'une politique privilégiant les accostages bâbord à quai.

j. Étant donné que le point d'ancrage sécuritaire le plus proche, à distance appréciable, se trouve en amont du poste d'amarrage, si un navire est amarré bâbord à quai, cela faciliterait également les départs en cas d'urgence ou dans un délai très court lorsque le nombre de remorqueurs est limité, et que le navire doit lever l'ancre pour des raisons de sécurité.

Il convient également de préciser que, même si le temps alloué pour la présente analyse n'a pas permis d'effectuer un examen exhaustif des départs en situation d'urgence, dans diverses conditions environnementales, en se basant sur le niveau de puissance du remorqueur utilisé lors des appareillages tribord à quai, à l'exception peut-être de deux ou trois heures chaque jour où le débit du courant au poste d'amarrage est relativement faible, il est peu probable que les appareillages

Confidentiel

tribord à quai (même en cas d'urgence) soient effectués sans recourir à l'aide d'un remorqueur.

k. À condition que la puissance du remorqueur utilisé soit adéquate, les déplacements au terminal peuvent être effectués pendant toute la durée du cycle des marées (conditions de courants). Compte tenu de la fréquence des forts courants au poste d'amarrage, il est déconseillé d'effectuer des déplacements lorsque la vitesse du vent est supérieure à 25 nœuds, quelle que soit sa direction.

l. Il est recommandé d'envisager l'élaboration d'une politique de remorquage d'aide similaire à celle qui suit :

- Pour tous les méthaniers dont la longueur hors tout se situe entre 250 et 300 mètres :

  pour tous les déplacements, au moins trois (3) remorqueurs, dont un remorqueur de 90 tonnes attaché sur le chaumard central arrière (possiblement le même remorqueur utilisé pour l'escorte) et deux (2) autres remorqueurs d'aide aux navires, dotés d'une puissance au croc d'au moins 75 tonnes ; et

- Pour tous les méthaniers dont la longueur hors tout est supérieure à 300 mètres, comme l'indiquent les résultats de l'analyse effectuée à la Phase 1 :

  pour tous les déplacements, au moins quatre (4) remorqueurs, dont un remorqueur de 90 tonnes attaché sur le chaumard central arrière (possiblement le même remorqueur utilisé pour l'escorte) et trois (3) autres remorqueurs d'aide aux navires, dotés d'une puissance au croc d'au moins 75 tonnes.

- Il convient de souligner que pour tout équipement de remorquage destiné à être utilisé uniquement pour effectuer des manœuvres au terminal (c.-à-d. qui ne sera pas utilisé pour effectuer un transit d'escorte à grande vitesse), étant donné que les remorqueurs travailleront souvent dans des courants transversaux, il serait préférable que la quille du remorqueur d'escorte ne soit pas trop grande.

m. Avant de commencer les opérations, il est recommandé d'envisager les simulations suivantes :

- Élaborer des modèles hydrodynamiques détaillés des remorqueurs qui seront utilisés tant pour l'escorte à haute vitesse que pour les opérations d'aide aux navires ;

- Mener une autre session de simulation afin d'examiner les limites environnementales précises. Le fait de connaître la taille et le modèle exacts de la coque du remorqueur permettra d'effectuer une analyse plus précise des limites liées à l'état de la mer, afin de passer le câble de remorque et de remorquer efficacement une fois le câble accroché. Étant donné que la conception de la coque du remorqueur peut avoir autant d'impact sur les forces dynamiques du navire produites à des vitesses différentes que peut en avoir la puissance du moteur de ce dernier, ce paramètre permettra

Confidentiel

d'effectuer une analyse plus exhaustive de la plage acceptable de vitesses de transit du navire ;

- Revoir les recommandations formulées dans le présent rapport pour les valeurs limites de vent afin d'effectuer des manœuvres au terminal et créer une matrice finale de remorqueurs pour l'ensemble des conditions de vent et de courant fluvial ; et

n. Une fois les procédures opérationnelles définitives établies, mettre en œuvre un programme de formation complet, destiné à tous les pilotes et capitaines de remorqueurs qui seront impliqués dans les manœuvres de méthaniers. Ce module de formation et de familiarisation devrait comporter des détails sur les éléments suivants :

- Politiques et procédures de remorquage d'escorte dans le chenal d'approche du Saguenay et dans le Bas-Saguenay entre Pointe-Noire et l'Ile-St-Louis ;
- Familiarisation avec les manœuvres au poste d'amarrage et identification des techniques privilégiées d'accostage et d'appareillage.

Confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

1 Synopsis 13

1.1 Résumé des atouts humains et techniques 15
1.2 Le simulateur complet de navigation 16
1.3 Zone modélisée 17
1.4 Navires modélisés 18
1.5 Composition de l'équipe 22
1.6 Caractéristiques physiques de la rivière Saguenay 23

2 Conditions océano-météorologiques de l'estuaire du Saguenay 25

2.1 Vent 25
2.2 Courants et marées 26

3 Récapitulatif de l'étude de simulation en temps réel 30

3.1 Méthode et procédure d'essai : phases deux et trois 30
3.1.1 Méthode phase 2 31
3.1.2 Méthodologie - Phase 3 32
3.2 Résultats des manœuvres : critères d'évaluation 33
3.3 Résumé des résultats à la suite des exercices de simulation en temps réel 35
3.4 Observations relatives à la phase 2 – Transits à faible vitesse au confluent du Saguenay et du Saint-Laurent 48
3.4.1 Observations sur les transits avec machines et gouvernails 49
3.4.2 Observations sur le transit à partir d'un seul arbre ou moteur 54
3.4.3 Observations sur le concept des périodes d'erre sans propulsion et les augmentations et diminutions du régime moteur 56
3.4.4 Observations générales sur les transits à faible vitesse 59
3.5 Observations relatives à la phase 3 - Généralités 59
3.5.1 Observations sur les transits à l'embouchure de la rivière sans remorqueur d'escorte attaché 60
3.5.2 Observations sur les transits à l'embouchure de la rivière avec remorqueur d'escorte attaché 63
3.6 Observations sur les transits sous des câbles haute tension 69
3.7 Observations sur les manœuvres d'accostage 79
3.7.1 Observations sur les manœuvres d'accostage 80
3.7.2 Observations sur les manœuvres d'appareillage 85

4 Conclusions et recommandations 90

4.1 Transit à haute vitesse avec remorqueur d'escorte 90

Confidentiel

4.1.1 Limites opérationnelles liées à la zone où le remorqueur d'escorte est attaché 90
4.1.2 Exigences relatives à la performance du remorqueur d'escorte 91
4.2 Périodes propices aux transits selon l'état des marées 91
4.3 Vitesse de transit (vitesse surface) au confluent du Saguenay et du Saint-Laurent 92
4.3.1 Vitesse de transit (vitesse surface) au passage des câbles à haute tension 93
4.4 Conditions/contraintes environnementales liées au transit 93
4.5 Recommandations relatives aux mouvements ou manœuvres au terminal 93
4.5.1 Recommandations relatives aux manœuvres d'accostage 94
4.5.2 Recommandations relatives aux manœuvres d'appareillage 94
4.5.3 Considérations relatives à la conception du quai ou du poste d'amarrage 94
4.5.4 Recommandations relatives au remorqueur de port 94
4.6 Recommandations pour de nouvelles simulations 95
4.7 Recommandations relatives à la formation du pilote et du capitaine du remorqueur 96

ANNEXE 1 Sommaire des simulations en temps réel 97

NAV 1.5 98
NAV 2.0 132

Confidentiel

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Illustration 1 : Vue en plan du graphique de simulation de l'emplacement du terminal et ses abords 14
Illustration 2 : Salle de débriefing où sont réunis tous les participants après l'un des exercices de simulation 15
Illustration 3 : Vue à partir de l'une des passerelles du simulateur de navigation lors d'une simulation en temps réel 16
Illustration 4 : Vue des structures côtières, à partir du méthanier simulé de 177 000 m3 17
Illustration 5 : Méthanier Mars simulé (177 000 m^3) : 298 m X 46 m X 11,9 m 18
Illustration 6 : Navire de classe Q-FLEX simulé (215 000 m^3) : 315 m X 50 m X 12 m 19
Illustration 7 : Méthanier Québec Vega simulé (177 000 m^3) : 297 m X 48,7 m X 11,5 m 19
Illustration 8 : Navire ASD Tug 16 simulé : Atlantic Oak 30,8 m × 11,1 m × 3,8 m/4,5, puissance de traction de 66 t 20
Illustration 9 : Navire ASD Tug 10T simulé : Colon 30,8 m X 11,1 m X 3,6 m, puissance de traction de 80 t 20
Illustration 10 : Navire ASD Tug 30 simulé : Eagle 28,2 m X 11,7 m X 5,4 m, puissance de traction de 71 t 21
Illustration 11 : Embouchure de la rivière jusqu'à Pointe-aux-Crêpes 23
Illustration 12 : Itinéraire de Pointe aux Petites Iles à l'Ile-Saint-Louis 24
Illustration 13 : Câbles haute tension traversant le Cap Sainte-Marguerite 24
Illustration 14 : Ampleur de la modélisation des courants 3-D. 27
Illustration 15 : Aperçu du modèle des débits de marées sur simulateur établi à la station de marée de Grande-Anse 28
Illustration 16 : Aperçu du modèle des débits de marées sur simulateur établi à la station de marée de Pointe-aux-Crêpes 28
Illustration 17 : Aperçu du modèle des débits de marées sur simulateur établi à la station de marée de Tadoussac 29
Illustration 18 : Entrée dans le Saguenay — Vitesse de transit de 8 nœuds, le jusant fait suite à la marée haute, vitesse courant 2,2 nœuds. 50
Illustration 19 : Angles de barre appliqués — transit à une vitesse de 8 nœuds, avec une vitesse maximale de courant sortant de 2,2 nœuds. 50
Illustration 20 : Vitesse sur le fond et vitesse du courant — transit à une vitesse de 8 nœuds – vitesse du courant sortant 2,2 nœuds. 51
Illustration 21 : Condition d'entrée privilégiée lorsque la vitesse du courant entrant est de 0,5 à 0,8 nœud. 51
Illustration 22 : Entrée à une vitesse de 8 nœuds, vents de 25 nœuds provenant de la hanche et courant de flot au plus fort de 3 nœuds 52
Illustration 23 : Angles de barre ordonnés — Entrée à une vitesse de 8 nœuds avec des vents de 25 nœuds provenant de la hanche. 52
Illustration 24 : Entrée à en avant très lente avec courant de flux de 0,7 nœud et vent de 15 nœuds venant du 295° 53
Illustration 25 : Angles de barre ordonnés - Entrée à en avant très lente avec courant de flot de 0,7 nœud. 53

Confidentiel

Illustration 26 : Vitesse du navire et du courant - Entrée à en avant très lente avec courant de flot de 0,7 nœud. 54
Illustration 27 : Vitesse à en avant très lente sur l'arbre bâbord, avec un courant de flot de seulement 0,7 nœud 55
Illustration 28 : Angles de barre ordonnés - En avant très lente sur l'arbre bâbord uniquement 55
Illustration 29 : Vitesse sur le fond du navire et vitesse du courant —En avant très lente sur l'arbre bâbord uniquement. 56
Illustration 30 : Cabotage du navire Q-FLEX sortant, avec un courant de jusant de 2 nœuds et un vent ONO de 15 nœuds 57
Illustration 31 : Navire Q-FLEX sortant avec moteur tribord réglé à en avant très lente 58
Illustration 32 : Angles de barre appliqués — Cabotage du navire Q-FLEX et régime en avant très lente sur un moteur. 58
Illustration 33 : Vitesse du navire et vitesse sur le fond du courant — Q-FLEX sortant et courant sur son erre 59
Illustration 34 : Tracé de l'enregistreur de route illustrant le gouvernail tribord coincé à un angle de 30 ° à tribord avec vent de 30 nœuds venant du 045° 61
Illustration 35 : Angle du gouvernail — Panne du gouvernail tribord 61
Illustration 36 : Révolutions de l'hélice ordonnées — Panne du gouvernail tribord 62
Illustration 37 : Gouvernail tribord coincé à mi - longueur, vent de 25 nœuds venant du 045°. 62
Illustration 38 : Panne du gouvernail tribord à mi — longueur — Angle de gouvernail bâbord résultant 63
Illustration 39 : Panne du gouvernail tribord à 10° sur tribord — vent de 30 nœuds venant du 045° 64
Illustration 40 : Panne du gouvernail tribord à 10° sur tribord — remorqueur d'escorte à une hélice attaché. 64
Illustration 41 : Panne du gouvernail tribord à 35° — remorqueur d'escorte à une hélice attaché, vent de 30 nœuds venant du 045° 65
Illustration 42 : Panne du gouvernail tribord à 35 ° à tribord — Puissance du câble de remorqueur. 65
Illustration 43 : Panne du gouvernail tribord à 35 ° à tribord — Angle de gouvernail appliqué 66
Illustration 44 : Panne des deux gouvernails à 35 ° à tribord — Vent de 30 nœuds venant du 045° 66
Illustration 45 : Panne des deux gouvernails à 35 ° à tribord — Puissance de remorqueur appliquée 67
Illustration 46 : Panne des deux gouvernails à 35 ° à tribord — Machine 67
Illustration 47 : Panne complète du gouvernail et panne d'électricité — Sortie en marée haute. 68
Illustration 48 : Panne complète du gouvernail et panne d'électricité — Machine 69
Illustration 49 : Panne complète du gouvernail et panne d'électricité — Angle de gouvernail appliqué. 69
Illustration 50 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 8 nœuds — Enregistreur de route 70
Illustration 51 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 8 nœuds — Position du navire très éloigné des limites 71

Confidentiel

Illustration 52 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 8 nœuds — Machine 72
Illustration 53 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 8 nœuds — Puissance de remorqueur appliquée 72
Illustration 54 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 8 nœuds — Manœuvre d'arrêt de l'enregistreur de route 73
Illustration 55 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 8 nœuds — Manœuvre d'arrêt des machines 73
Illustration 56 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 8 nœuds — Force appliquée sur le câble de remorque 74
Illustration 57 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 5 nœuds — Enregistreur de route 75
Illustration 58 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 5 nœuds — Machine 75
Illustration 59 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 5 nœuds — Force appliquée par le remorqueur 76
Illustration 60 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 5 nœuds — Enregistreur de route 1 77
Illustration 61 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 5 nœuds — Enregistreur de route 2 77
Illustration 62 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 5 nœuds — Force appliquée sur le câble de remorque 78
Illustration 63 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 5 nœuds — Machines 78
Illustration 64 : Dernière heure d'une marée montante — le courant de surface au poste d'amarrage est minime. 79
Illustration 65 : Deux heures avant la marée haute — formation du tourbillon à la surface du poste d'amarrage. 80
Illustration 66 : Manœuvre d'arrivée du côté bâbord — 3 remorqueurs de 65 tonnes, vent ONO@30 81
Illustration 67 : Manœuvre d'arrivée du côté bâbord – 3 remorqueurs de 65 tonnes, vent ONO@30 Force appliquée par le gouvernail 81
Illustration 68 : Manœuvre d'arrivée du côté bâbord — 3 remorqueurs de 65 tonnes, vent ONO@30 Machine 82
Illustration 69 : Manœuvre d'arrivée du côté bâbord — Vent ONO@30 Force appliquée sur le câble de remorque par le remorqueur arrière 82
Illustration 70 : Manœuvre d'arrivée du côté bâbord — Vent ONO@30 Force appliquée sur le câble de remorque par le remorqueur attaché à l'étrave 83
Illustration 71 : Manœuvre d'arrivée du côté bâbord — Vent ONO@30 Force appliquée sur le câble de remorque par le remorqueur attaché à l'épaule 83
Illustration 72 : Manœuvre d'accostage du côté bâbord — Vent ONO@30 — 2 remorqueurs de 90 tonnes. 84
Illustration 73 : Manœuvre d'accostage du côté bâbord — Vent ONO@30 — Force appliquée par le remorqueur attaché à l'étrave 84
Illustration 74 : Manœuvre d'accostage du côté bâbord — Vent ONO@30 — Force appliquée par le remorqueur attaché à l'étrave 85

Confidentiel

Illustration 75 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 3 remorqueurs de 65 tonnes — Étape initiale 86
Illustration 76 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 3 remorqueurs de 65 tonnes — Vue d'ensemble 86
Illustration 77 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 3 remorqueurs de 65 tonnes — Force appliquée sur le câble du remorqueur avant 87
Illustration 78 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 3 remorqueurs de 65 tonnes — Force appliquée sur le câble du remorqueur attaché à l'épaule 87
Illustration 79 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 2 remorqueurs de 90 tonnes 88
Illustration 80 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 2 remorqueurs de 90 tonnes — force appliquée sur le câble du remorqueur attaché à l'étrave 88
Illustration 81 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 2 remorqueurs de 90 tonnes — force supplémentaire appliquée sur le câble du remorqueur attaché à l'étrave 89

TABLEAUX

Tableau 1 : Modèles (et caractéristiques) de navires utilisés lors des simulations de manœuvres 7
Tableau 2 : Composition de l'équipe durant la phase 3 de la simulation de mission complète 11
Tableau 3 : Tableau indiquant les données annuelles sur la direction et la vitesse du vent — Pointe-de-l'Islet 15
Tableau 4 : Liste des exercices de simulation : phase 1 26
Tableau 5 : Liste des exercices de simulation : phase 2 33
Tableau 6 : Liste des exercices de simulation : phase 3 36

Confidentiel

1 Synopsis

GNL Québec (GNLQ) procède actuellement au développement d'un terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) à faibles émissions de carbone, qui deviendra une référence dans l'industrie. Ce terminal, d'une capacité de 10,5 millions de tonnes par année (MTPA), sera situé à Saguenay, Québec. Le terminal proposé recevra, traitera, liquéfiera et exportera environ 1,55 milliard de pieds cubes standard de gaz naturel par jour, provenant de sources d'approvisionnement au Canada.

Dans le cadre du développement du projet, plus précisément de la conception du terminal maritime et des opérations de transport maritime, une série de simulations sur un simulateur complet de navigation, comportant plusieurs phases, a été effectuée de décembre 2018 à juin 2019. Ces simulations de navigation visaient à tester la viabilité de la structure maritime et à démontrer que la manœuvre de navires à proximité du terminal (virages, accostages et appareillages) et les transits de navires dans l'estuaire du Saguenay pouvaient être réalisés en toute sécurité, et dans un souci constant de réduire l'impact environnemental ou écologique.

Cette analyse de simulation a été réalisée à la demande de GNL Québec. Les analyses de simulation de ce type sont devenues une pratique courante au Canada, notamment dans la zone de pilotage sous la juridiction de la Corporation des pilotes du Bas Saint-Laurent (CPBSL) dans le cadre du développement de tout nouveau terminal, de l'expansion ou du réaménagement d'un terminal existant, ou chaque fois qu'un navire dont la taille ou les caractéristiques de manœuvre diffèrent considérablement est appelé à être utilisé sur un terminal existant. À cette étape initiale d'ingénierie et de conception, l'analyse de simulation avait deux objectifs principaux. D'une part, examiner la conception du quai (aménagement et position) et d'autre part, évaluer les exigences en matière de transit sur la rivière Saguenay. Dans les deux cas, il fallait déterminer si les mouvements planifiés des navires pouvaient être effectués selon un degré de contrôle de manœuvres qui est conforme au niveau élevé de sécurité, aux normes procédurales et aux mesures d'atténuation des risques maintenues par la CPBSL et s'ils s'harmonisent avec les pratiques exemplaires reconnues à l'échelle internationale, ainsi qu'avec les normes de sécurité en matière de manœuvre des méthaniers.

Le site proposé pour l'installation de GNL est un terrain vacant, situé à environ 55 milles marins en amont du confluent de la rivière du Saguenay et du fleuve Saint-Laurent. Bien que ce type de navire n'ait jamais transité par le Saguenay auparavant, les pilotes de la Corporation des pilotes du Bas Saint-Laurent (CPBSL) ont une longue expérience relativement au transit de vraquiers de grande capacité et plus récemment, de gros navires de croisière dans cette région, et comprennent bien la dynamique du phénomène environnemental et les contraintes physiques qui entrent en ligne de compte pour la manœuvre des navires. De manière globale, le quai est situé dans une portion profonde de la rivière, qui est exempte de dangers avoisinants pour la navigation. La largeur de la portion la plus étroite du chenal est supérieure à 2000 mètres (Illustration 1).

Confidentiel

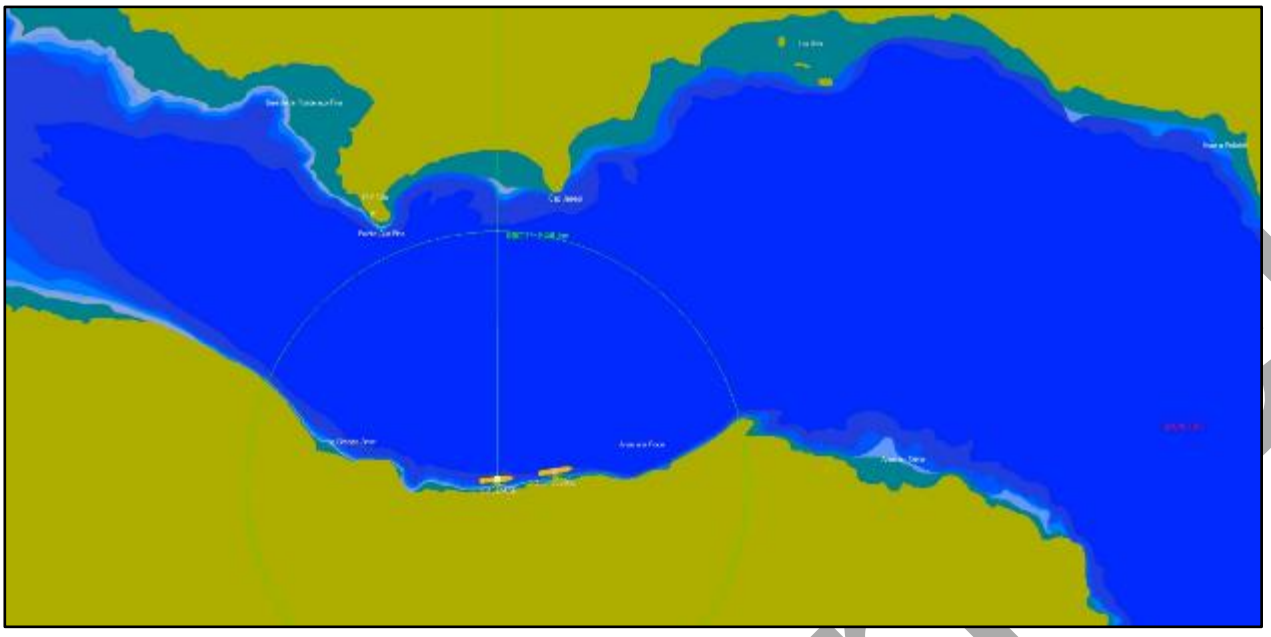


Illustration 1 Vue en plan du graphique de simulation de l'emplacement du terminal et ses abords

L'analyse de simulation portait essentiellement sur trois zones spécifiques, ainsi que sur les exigences uniques en matière de manœuvre ou de navigation dans chacune de ces zones, notamment la confluence du Saguenay et du Saint-Laurent, la partie inférieure du Saguenay située à proximité de Pointe-aux-Crêpes/du Cap Sainte-Marguerite (intersection des câbles haute tension) et les abords immédiats des postes d'amarrage ou du terminal proposés.

L'étude s'est déroulée en trois phases :

i. la première, du 3 au 7 décembre 2018, dans les locaux du Centre de simulation et d'expertise maritime, à Québec, consistait à effectuer une série de 38 manœuvres sur le simulateur complet de navigation, à l'aide de modèles de navires porteurs, d'une capacité de 177 000 m^3 et de navires Q-FLEX. (Notons que pour cette phase de la simulation, un navire Q-FLEX a été utilisé, car le modèle de méthanier à deux hélices ; d'une capacité de 177 000 m^3 n'avait pas encore été conçu, et le plus grand navire Q-FLEX représentait le pire des scénarios de manœuvre). Les remorqueurs d'aide aux navires (accostage) et les remorqueurs d'escorte à grande vitesse ont aussi fait l'objet d'une simulation à partir de remorqueurs de type ASD, ayant une puissance au croc variant entre 65 et 90 tonnes.

ii. la deuxième, qui a eu lieu les le 30 avril et le 1er mai 2019 au CSEM, consistait à réaliser 16 simulations de transits à faible vitesse, avec pour objectif principal d'explorer les stratégies potentielles d'atténuation du bruit dans deux zones identifiées comme sensibles pour les mammifères marins à l'embouchure du Saguenay et à proximité de la baie Sainte-Marguerite ;

iii. la troisième, qui s'est déroulée au CSEM entre les 3 et 5 juin 2019, consistait à réaliser 23 simulations avec un modèle fait sur mesure pour simuler un méthanier à deux hélices d'une capacité de 177 000 m³ (modèle de navire utilisé au terminal). Cette phase consistait essentiellement à examiner et, si nécessaire, réviser les conclusions faites à l'issue des deux phases précédentes en fonction de toutes les différences notables en ce qui concerne la performance ou le comportement de ce

Confidentiel

navire, par rapport au méthanier à une hélice d'une capacité de 177 000 m³ ou au méthanier à deux hélices de type Q-FLEX.

Le rapport suivant décrit les étapes réalisées, les résultats obtenus et les recommandations formulées à l'issue de ces trois phases. Les constatations et les résultats obtenus à la suite de l'analyse de la phase 1 ont servi de base aux travaux d'investigation effectués aux phases 2 et 3, tandis que la méthodologie et les résultats obtenus à la suite de ces deux phases sont décrits en détail dans le présent rapport.

1.1 Résumé des atouts humains et techniques

Le simulateur complet de navigation est la propriété entière de la Corporation des pilotes du Bas Saint-Laurent (CPBSL) et est exploité par le CSEM. Le rôle fondamental du CSEM consiste à :

- assurer la formation des apprentis pilotes ;
- développer et fournir des techniques de perfectionnement à ses pilotes réguliers ;
- développer et fournir des techniques de perfectionnement aux pilotes dans les autres circonscriptions à travers le monde ;
- concevoir des scénarios appropriés de manœuvre de navires, destinés aux pilotes ainsi qu'aux capitaines et officiers ;
- créer des bases de données géographiques complètes pour tout projet de développement portuaire partout dans le monde ;
- réaliser des exercices de simulation afin de valider les techniques de manœuvre de navires dans les ports nouveaux et existants ;
- répondre aux demandes et exigences de l'industrie maritime destinées à améliorer la sécurité en mer.

L'expérience acquise par les pilotes de la CPBSL, reconnue à l'échelle mondiale, et le personnel hautement qualifié du CSEM garantissent la réussite de tous les mandats réalisés par ce dernier.



Illustration 2 Salle de débriefing où sont réunis tous les participants après l'un des exercices de simulation

Confidentiel

1.2 Le simulateur complet de navigation

L'étude a été réalisée à partir du simulateur complet de navigation Kongsberg de classe A approuvé par DNV[1]. Ce dernier est équipé d'une passerelle complètement intégrée, dotée d'instruments modernes et d'un champ de vision ininterrompu de 330° (voir illustrations 3 et 4). Les modèles de méthanier de 177 000 m^3 à une et à deux hélices ont tous deux été construits par l'équipe interne du CSEM, tandis que les modèles Q-FLEX et de remorqueurs proviennent de la bibliothèque de modèles de navires de Kongsberg. Il s'agit de modèles de navires de haute précision, développés à partir de données spécifiques sur les navires. De plus, la performance de tous les navires a préalablement été vérifiée par différents groupes de pilotes qui connaissent bien ces navires (la performance des modèles de navire est déterminée à la suite de comparaisons relatives avec d'autres navires similaires).

Les méthaniers étaient contrôlés par les pilotes à partir de la passerelle A et deux remorqueurs étaient opérés par des capitaines expérimentés, répondant aux ordres des pilotes. Un remorqueur virtuel était aussi occasionnellement utilisé et contrôlé du poste de l'instructeur.



Illustration 3 Vue à partir de l'une des passerelles du simulateur de navigation lors d'une simulation en temps réel

[1] Classe A (NAV) : Simulateur complet de navigation qui permet de réaliser l'ensemble des scénarios de navigation envisageables, y compris les manœuvres complexes en eaux restreintes.

© Centre de simulation et d'expertise maritime

1.3 Zone modélisée

L'outil de développement de la base de données du CSEM a servi à créer un modèle de zone géographique 3D haute-fidélité qui comprend tous les aspects de la bathymétrie du chenal et des structures côtières. Les cartes de navigation ont servi à géoréférencer tous les aspects pertinents de la navigation maritime : contours bathymétriques (y compris les aires d'estran), sondages ponctuels, élévation de terrain, structures côtières et structures résultant d'activités humaines. L'imagerie satellitaire a été largement utilisée pour bâtir un environnement visuel conforme à la réalité, y compris les amers utilisés par les pilotes, qui ne sont pas répertoriés sur les cartes.



Illustration 4 Vue des structures côtières, à partir du méthanier simulé de 177 000 m^3

Des modèles détaillés de prévision de courants/marées ont été conçus par l'équipe d'ingénieurs de WSP et ont ensuite été générés sous un format adapté au simulateur. En raison de l'extrême complexité du débit fluvial et des courants de marée observés dans cette région, toutes les simulations ont été réalisées à partir de modèles 3D dynamiques et complets de courants de marée, à la fois pour les faibles et les hauts débits fluviaux, et les cycles de marée de morte-eau et de vive-eau. Ces modèles sont décrits de manière plus détaillée à la section 2.1.

Confidentiel

1.4 Navires modélisés

Le tableau 1 présente les modèles de navires utilisés dans le cadre de la présente étude, ainsi que leurs principales caractéristiques.

Tableau 1 : Modèles (et caractéristiques) des navires utilisés lors des simulations de manœuvre

Type de navire	Poids (t)	Nom du navire	Longueur hors tout (m)	Largeur (m)	Tirant d'eau avant/arrière (m)
GASCS05B	91 500	Mars	298	46	9/9,7
GASCS05L	120 000	Mars	298	46	11,9/11,9
GAS06B	113 100	Classe Q-FLEX	315	50	9,4/9,4
GAS06L	142 700	Classe Q-FLEX	315	50	12/12
GASCS08B	103 000	Québec Vega	297	48,7	9,7/9,7
GASCS08L	124 500	Québec Vega	297	48,7	11,5/11,5
ASD Tug 30	680	Seaspan Eagle	28,2	11,7	5,2/5,4
ASD Tug 16 (aussi virtuel)	615	Atlantic Oak	30,8	11,1	3,8/4,5
ASD Tug 10	615	Colon	30,8	11,1	3,6/3,6

Les transits entrants et les manœuvres d'accostage ont été réalisés grâce aux trois modèles de méthaniers lestés. Les manœuvres d'appareillage et les transits sortants ont été réalisés grâce aux modèles de méthaniers chargés.

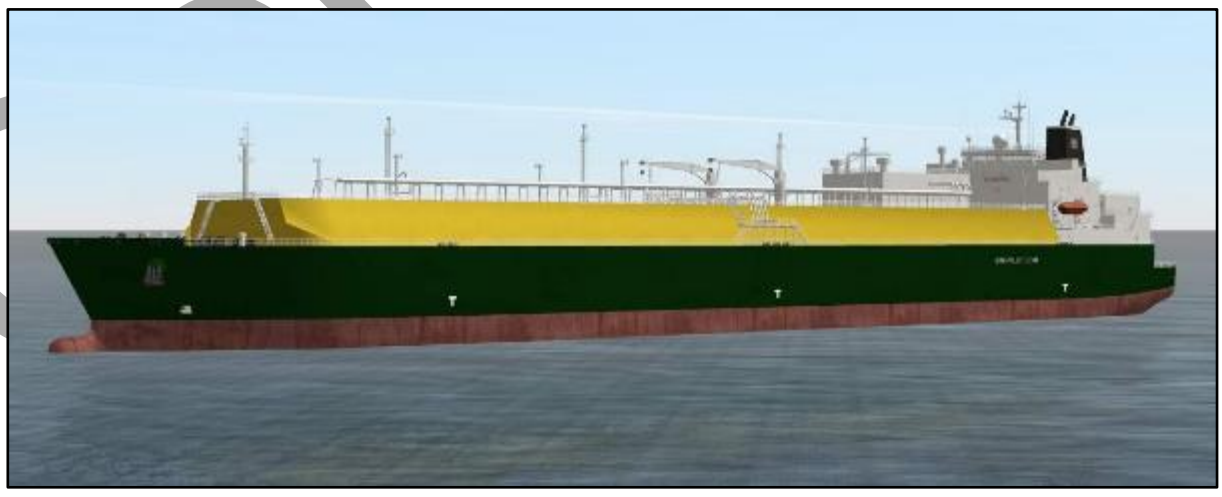


Illustration 5 : Méthanier Mars simulé (177 000 m^3) : 298 m X 46 m X 11,9 m

Confidentiel



Illustration 6 : Navire de classe Q-FLEX simulé (215 000 m³) : 315 m X 50 m X 12 m



Illustration 7 : Méthanier Québec Vega simulé (177 000 m³) : 297 m X 48,7 m X 11,5 m

Copier



Illustration 8 : Navire ASD Tug 16 simulé : Atlantic Oak 30,8 m × 11,1 m × 3,8 m/4,5, puissance de traction de 66 t



Illustration 9 : Navire ASD Tug 10T simulé : Colon 30,8 m X 11,1 m X 3,6 m, puissance de traction de 80 t

© Centre de simulation et d'expertise maritime



Illustration 10 : Navire ASD Tug 30 simulé : Eagle 28,2 m X 11,7 m X 5,4 m, puissance de traction de 71 t

Il convient de souligner que lors des essais réalisés avec un remorqueur d'escorte de 90 tonnes, des forces supplémentaires de 19 à 21 tonnes étaient appliquées depuis le poste d'instructeur, lorsque les modèles interactifs Tug 16 ou Tug 30 étaient en position de travail et que leur puissance maximale était appliquée.

Confidentiel

1.5 Composition de l'équipe



Tableau 2 : Membres de l'équipe pour la phase 3 des simulations

NOM	ENTREPRISE	FONCTION
Benoit Nayet	CPBSL	Pilote
Marc-André Fortin	CSEM	Pilote
Ghyslain Bouchard	CSEM	Capitaine de remorqueur
Olivier Dubé-Marcoux	CSEM	Capitaine de remorqueur
Simon Savard	CSEM	Capitaine de remorqueur
Paul Racicot	CSEM	Directeur
Garland Hardy	CSEM	Directeur de projet
Emanuel Huard	CSEM	Opérateur du simulateur
Étienne Landry	CSEM	Opérateur du simulateur
Sylvain Ménard	GNL Québec	Conseiller principal, Environnement
Keith Bainbridge	GNL Québec	Consultant

Confidentiel

1.6 Caractéristiques physiques de la rivière Saguenay

D'un point de vue physique et géologique, la rivière Saguenay est un fjord qui s'étend en direction ouest-nord-ouest et elle est profonde jusqu'à la côte. L'extrémité est du fjord qui s'étend de l'Ile-Saint-Louis au confluent du Saint-Laurent est étroite (moins de 1000 mètres à plusieurs endroits), avec de forts courants fluviaux et des courants ascendants causés par le mélange d'eau douce et d'eau salée. Cette portion de la rivière (environ 15 milles nautiques ou 28 kilomètres) est libre de glace pendant toute l'année, tandis que la portion allant de l'ouest de l'Ile-Saint-Louis au site du terminal est généralement recouverte de glace jusqu'à un mètre d'épaisseur pendant au moins trois mois par année. La giration la plus longue du transit est la courbe à Pointe-aux-Crêpes. Par ailleurs, dans la partie située entre Pointe-aux-Crêpes et le Cap-Sainte-Marguerite, des câbles haute tension traversent également le fjord et il est donc nécessaire de tenir compte du tirant d'air des grands navires. Les vents qui circulent dans la zone de transit sont généralement canalisés par le fjord, soufflant principalement à partir du quadrant ouest-nord-ouest, et le reste du temps à partir du quadrant est-sud-est. L'amplitude de la marée dépasse cinq mètres. Par conséquent, même si les courants de jusant dominent, le flux de marée s'inverse même en amont au site du terminal. Voir illustrations 11 à 13 ci-dessous :



Illustration 11 : Embouchure de la rivière jusqu'à Pointe-aux-Crêpes

Confidentiel



Illustration 12 : Itinéraire de Pointe-aux-Petites Iles à l'Ile-Saint-Louis

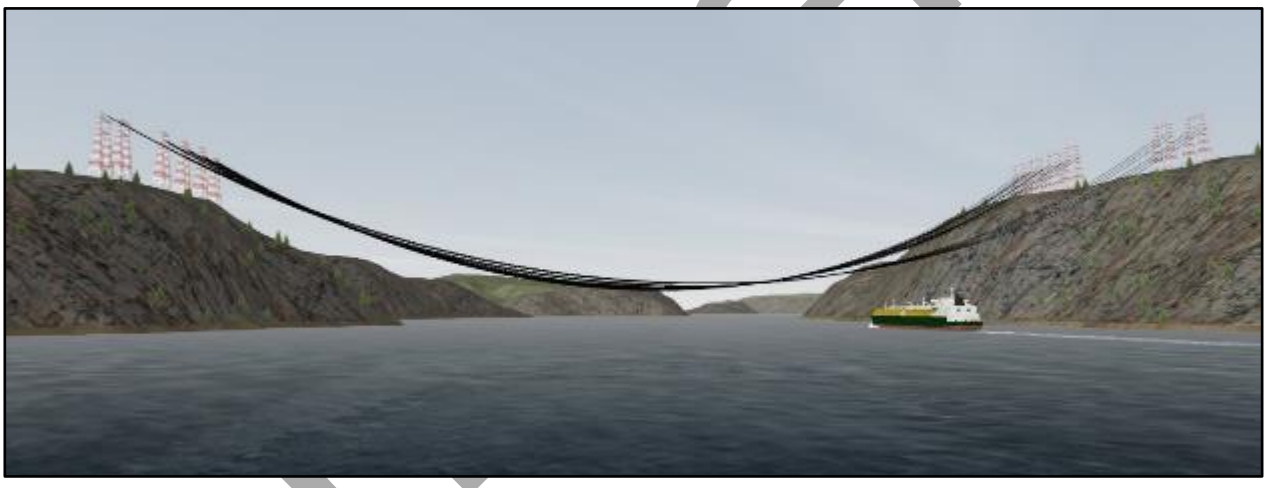


Illustration 13 : Câbles haute tension traversant à Cap Sainte-Marguerite

CONFIDENTIEL

2 Conditions océano-météorologiques de l'estuaire du Saguenay

Dans les limites du fjord du Saguenay, les effets des vagues peuvent être considérés comme sans importance pour le transit ou la manœuvre de méthaniers ou de leurs remorqueurs d'aide. Toutefois, dans la zone située au confluent de la rivière Saguenay et du fleuve Saint-Laurent, les vagues et les conditions maritimes constituent une préoccupation importante, particulièrement pour les activités de remorquage. Même si les vents dominants sur le fjord du Saguenay proviennent de l'ouest, il n'est pas inhabituel que des vents en provenance du nord-ouest soufflent à l'embouchure de la rivière. Dans cette zone, les vents provenant du nord-ouest sont souvent forts, de l'ordre de 20 à 35 nœuds, et les vagues qui en résultent ne sont pas limitées par le « fetch » (aire de génération de la houle). De plus, la combinaison unique de l'écoulement des deux rivières, ajoutée aux courants de marée entrants, aux variations de salinité, aux extrêmes changements de profondeur d'eau et aux courants ascendants, peut générer des vagues d'une durée relativement courte par rapport à leur amplitude. L'agitation de la mer qui en découle peut rendre difficile l'attache des remorqueurs, et même une fois attaché, les conditions maritimes peuvent entraver le fonctionnement du remorqueur, particulièrement lorsque la température ambiante est inférieure à zéro degré Celsius et que des embruns verglaçants commencent à se former sur le remorqueur.

2.1 Vent

Les méthaniers sont particulièrement sujets aux embardées et à la dérive causées par le vent. À l'embouchure du Saguenay, les vents prédominants soufflent dans l'axe du fjord, en provenance de l'ouest-nord-ouest. Cependant, les vents forts en provenance de l'est-nord-est surviennent régulièrement, généralement en même temps que les passages des fronts. Ces vents de l'est-nord-est compliqueront probablement le changement de route entre le Saint-Laurent et l'entrée du Saguenay, ainsi que le maintien du cap pendant le transit du chenal balisé. La vitesse annuelle moyenne du vent est de 11 nœuds et dépasse régulièrement 20 nœuds dans cette zone.

Confidentiel

Tableau 3 : Tableau indiquant les données annuelles sur la direction et la vitesse du vent – Pointe-de-l'Islet

Vent (noeuds)	Direction																Total	%	% Cumul	% Dépass
	Calme	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW				
Calme	1522																	1522	1.0	1.0	100.0
0.0 - 2.7		1234	705	858	1224	1895	971	759	624	630	388	370	550	1622	1807	1279	913	15829	10.0	10.9	99.0
2.7 - 5.4		1384	970	1270	2290	5336	2815	1885	1425	1013	393	298	416	3081	5442	2921	1754	32693	20.6	31.6	89.1
5.4 - 8.1		238	303	818	1128	3148	1573	1142	1034	801	310	226	179	2240	4773	2389	826	21128	13.3	44.9	68.4
8.1 - 10.8		74	218	1154	1363	2336	1036	745	969	1464	528	280	213	2921	7452	3321	540	24623	15.5	60.4	55.1
10.8 - 13.5		14	63	1222	1403	1122	292	200	287	1374	457	149	117	2669	7097	2595	170	19231	12.1	72.6	39.6
13.5 - 16.2		7	17	762	955	603	80	44	57	704	201	38	47	1749	4637	1342	34	11277	7.1	79.7	27.4
16.2 - 18.9		4	16	697	792	477	50	15	32	478	142	14	35	1822	5649	1140	16	11379	7.2	86.9	20.3
18.9 - 21.6		2	6	351	249	151	3	5	3	138	26	4	6	1071	4550	585	6	7156	4.5	91.4	13.1
21.6 - 24.3		5	2	157	64	27	2	1	2	21	5	1	1	759	3736	341	2	5126	3.2	94.6	8.6
24.3 - 27.0		1	1	37	6	3	0	0	0	8	1	0	1	321	2052	136	0	2567	1.6	96.2	5.4
27.0 - 29.7		1	1	21	4	0	0	0	0	3	1	0	0	307	1928	111	0	2377	1.5	97.7	3.8
29.7 - 32.4		0	1	3	0	1	0	0	0	1	0	0	0	181	1389	67	0	1643	1.0	98.8	2.3
32.4 - 35.1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	77	631	10	0	718	0.5	99.2	1.2
35.1 - 37.8		1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	49	549	13	0	613	0.4	99.6	0.8
37.8 - 40.5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	299	2	0	327	0.2	99.8	0.4
40.5 - 43.2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	150	0	0	152	0.1	99.9	0.2
43.2 - 45.9		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	92	0	0	99	0.1	100.0	0.1
45.9 - 48.6		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	30	0.0	100.0	0.0
48.6 - 51.3		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	13	0.0	100.0	0.0
51.3 - 54.0		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	0	10	0.0	100.0	0.0
54.0 - 56.7		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0.0	100.0	0.0
56.7 - 59.4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
59.4 - 62.1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
62.1 - 64.8		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
64.8 - 67.5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
67.5 - 70.2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
70.2 - 72.9		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
72.9 - 75.6		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
75.6 - 78.3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
78.3 - 81.0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	100.0	0.0
Total	1522	2966	2304	7350	9478	15100	6822	4796	4433	6636	2452	1389	1565	18903	52285	16253	4261	158515			
%	1.0	1.9	1.5	4.6	6.0	9.5	4.3	3.0	2.8	4.2	1.6	0.9	1.0	11.9	33.0	10.3	2.7	100.0			

2.2 Courants et marées

Comme il est mentionné précédemment, le débit général d'eau et les effets combinés de courants et de marées à l'embouchure du Saguenay sont très complexes et demeurent un facteur important à prendre en compte pendant tout le transit jusqu'au terminal. Pour s'assurer que ces courants de marées complexes étaient correctement reflétés lors de l'étude, la firme de génie-conseil WSP a été retenue pour élaborer un modèle 3D complet et dynamique des flux de marée de la zone de transit compatible avec le simulateur Kongsberg. Pour obtenir ce modèle de simulation, WSP a utilisé un modèle numérique TELEMAC-3D, afin d'élaborer les tendances liées au flux d'eau. Ce modèle numérique permet de résoudre les équations hydrauliques de Navier-Stokes 3D à surface libre, grâce à un maillage non structuré triangulaire. Ce type de maillage a l'avantage de représenter la géométrie de la zone d'étude à haute résolution en intégrant précisément les structures importantes telles que les installations portuaires, les édifices, les roches et les îles. La résolution du modèle vertical a été structurée de manière à indiquer la stratification de la colonne d'eau, ainsi que la distribution verticale de la température et de la salinité. Le domaine modélisé s'étendait sur toute la rivière du Saguenay, en aval du barrage de Shipshaw et du fleuve Saint-Laurent, entre Saint-Siméon et Les Escoumins (Illustration 14). Il a fallu procéder à une simulation sur l'ensemble de la rivière du Saguenay afin de simuler correctement le prisme de marée (volume échangé) de la rivière et par conséquent, les courants au confluent de la rivière du Saguenay et du fleuve Saint-Laurent. La résolution du maillage de la grille du modèle prédictif varie de 5 à 25 mètres, tandis que celle du modèle exécution/temps du simulateur varie de 25 à 150 mètres.

Confidentiel



Illustration 14 : Ampleur de la modélisation des courants 3D.

Les données bathymétriques ont été fournies par le Service hydrographique du Canada (SHC) avec un espacement horizontal de la grille (résolution) d'environ 20 mètres, et les données historiques sur le débit fluvial du Saguenay, directement à l'aval de la centrale Shipshaw, ont été utilisées pour concevoir le modèle. Les limites de marées dans le fleuve Saint-Laurent ont été établies par les données mesurées sur les niveaux d'eau dans les stations du SHC : Saint-Siméon (nº 3030), l'Ile-aux-Lièvres (nº 3140), Les Escoumins (nº 2900) et Trois-Pistoles (nº 3005). Le système de modélisation TELEMAC a davantage été calibré et amélioré par rapport aux données mesurées, recueillies au cours d'une étude portant sur un profileur de courant à effet Doppler (ADCP), réalisée de septembre à octobre 2018. Des modèles adaptés au simulateur ont ensuite été générés pour réaliser quatre scénarios uniques de marée, caractérisés à la fois par de faibles et de grands débits volumétriques, ainsi que des conditions de marée de vive-eau et de morte-eau. Des modèles détaillés de simulateur ont ensuite été générés pour les trois régions spécifiques, selon l'heure et la hauteur des marées de Tadoussac, Pointe-aux-Crêpes, et Grande-Anse. Voir illustrations 15 à 17 ci-dessous :

Confidentiel

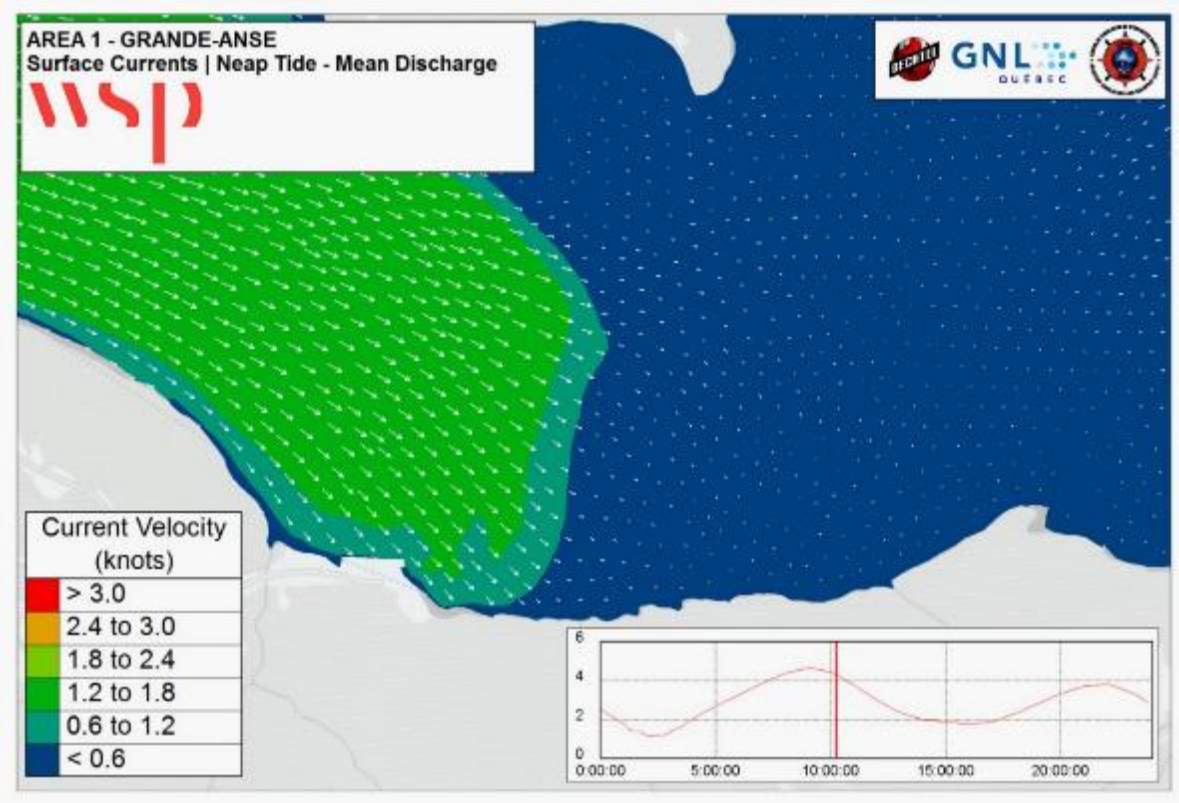


Illustration 15 : Aperçu du modèle des débits de marées sur simulateur établi à la station de marée de Grande-Anse

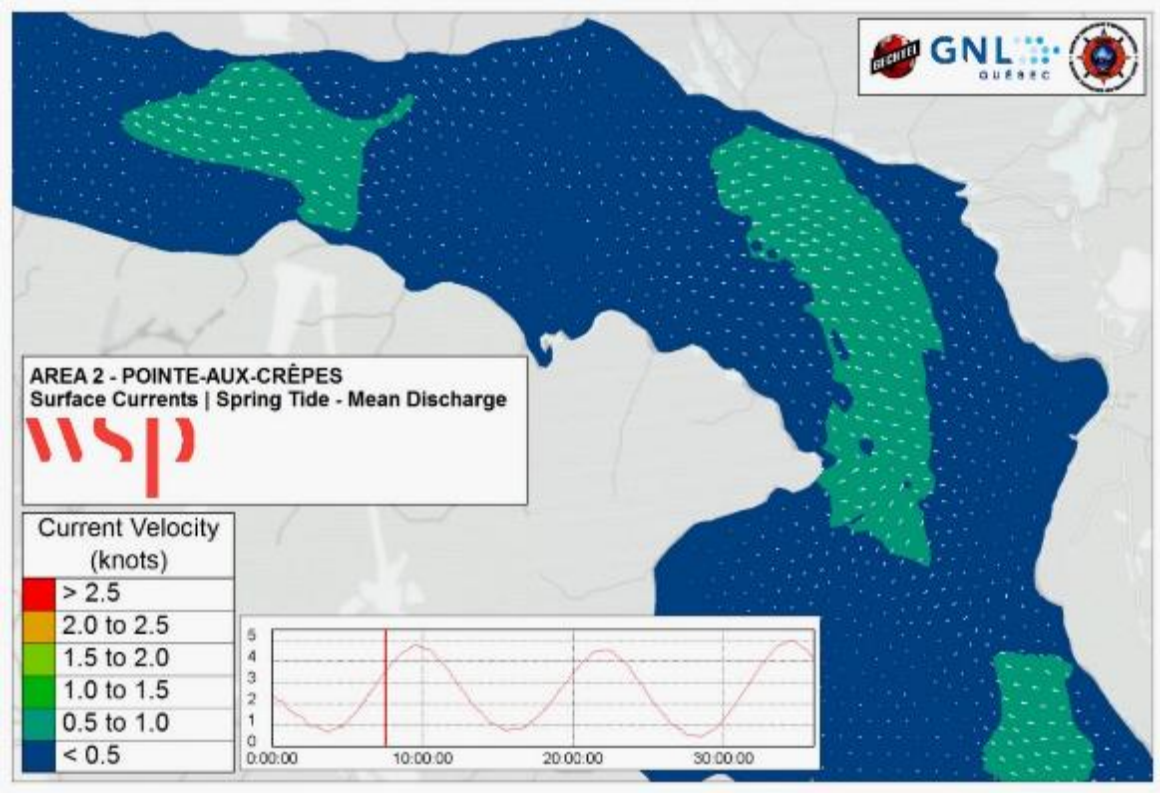


Illustration 16 : Aperçu du modèle des débits de marées sur simulateur établi à la station de marée de Pointe-aux-Crêpes

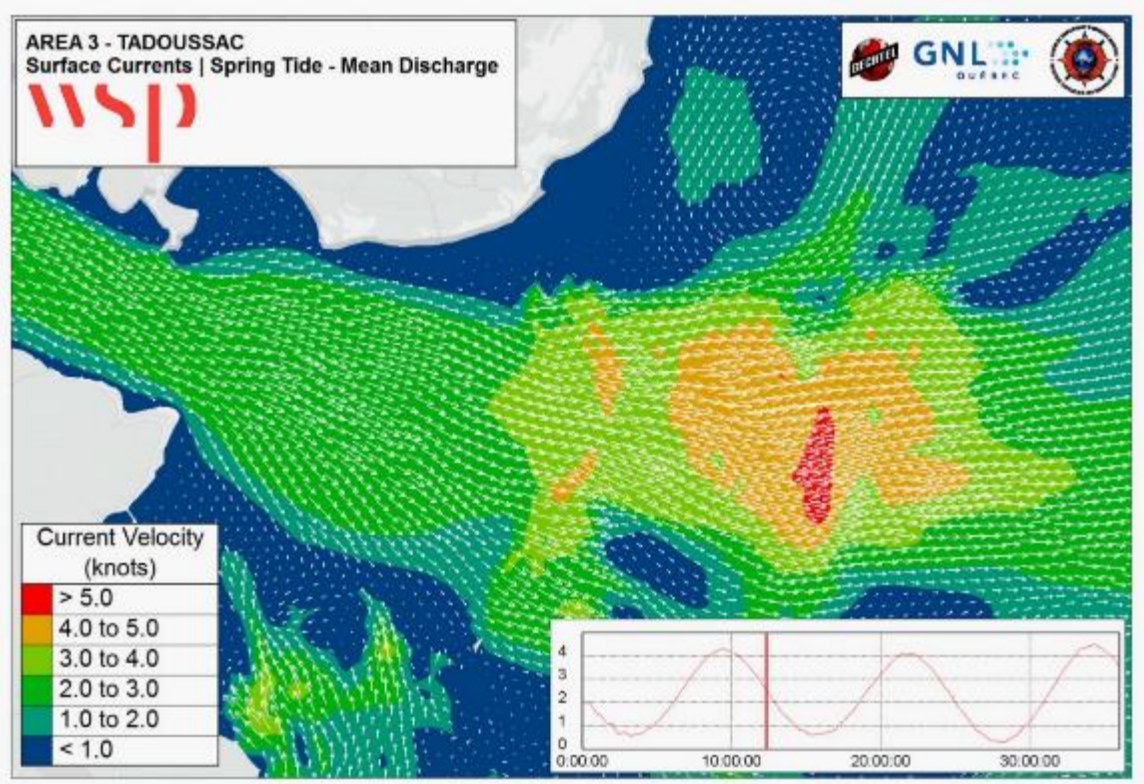


Illustration 17 : Aperçu du modèle des débits de marées sur simulateur établi à la station de marée de Tadoussac

Confidentiel

3 Récapitulatif de l'étude de simulation en temps réel

Le but principal de cette étude de simulation à l'étape initiale d'ingénierie et de conception de ce projet était d'effectuer une analyse de faisabilité (dans la mesure du possible) concernant tous les aspects des opérations maritimes liées à la sécurité de la navigation et aux manœuvres de méthaniers en direction ou en partance du terminal proposé.

La portée de la première phase de l'analyse (décembre 2018) consistait à déterminer les endroits où les remorqueurs d'escorte seraient privilégiés ou assureraient un niveau accru de sécurité pour la navigation. Elle visait aussi à définir les exigences de remorquage relatives à l'accostage/l'appareillage et à évaluer les paramètres environnementaux (vent, hauteur des vagues et courants) susceptibles de limiter le transit ou les manœuvres d'accostage. La simulation de manœuvres dans les glaces n'a pas été effectuée, car, à ce stade, l'équipe a estimé que les limites en termes de capacité de simulation dans les glaces, associées aux facteurs inconnus tels que le type exact de brise-glace qui sera utilisé, de savoir si les méthaniers pourront résister à la glace ou la briser, et le type exact de remorqueurs, limiteraient l'efficacité de toute simulation de manœuvres dans les glaces. Il convient de souligner que la première phase consistait essentiellement à réaliser des essais dans des conditions environnementales extrêmes, de manière à élaborer un cadre relatif aux conditions de vent/marée, évoquant les limites opérationnelles ou de transit des navires (à l'inverse d'essais réalisés dans des conditions de fonctionnement/de transit privilégiées/normales). En se basant sur les pires scénarios, il a été établi qu'avec un méthanier à une hélice de 177 000 m^3, et le plus grand navire Q-FLEX, il était possible d'effectuer des transits entrants et sortants en toute sécurité, à des vitesses de marée allant jusqu'à 4 nœuds, et à des vitesses de vent allant jusqu'à 30 nœuds, à condition d'utiliser un remorqueur d'escorte attaché (pouvant produire une charge dynamique de 90 tonnes à des vitesses variant entre 6 et 9 nœuds). À titre de pratique opérationnelle, il est recommandé d'utiliser un remorqueur d'escorte attaché pour tous les transits de méthaniers dans la zone délimitée par la bouée 54/le haut-fond Prince, de l'entrée du Saguenay à la baie de Sainte-Marguerite/l'Ile-Saint-Louis. Pour les opérations d'accostage et d'appareillage, il a été déterminé que les manœuvres des deux types de navires à destination ou en provenance du quai (bâbord ou tribord à quai) pouvaient être effectuées en toute sécurité, à l'aide d'un remorqueur de 90 tonnes et de deux remorqueurs de 65 tonnes, dans toutes les conditions de marée et à des vitesses de vent allant jusqu'à 30 nœuds. Les capacités et limites ainsi établies ont ensuite servi de cadre pour effectuer une analyse plus approfondie, afin d'examiner les procédures opérationnelles/relatives aux manœuvres et les protocoles pouvant :

- permettre de réduire la propagation du bruit généré par le navire (en vue de réduire tout effet nuisible potentiel sur les mammifères marins), phase deux ; et
- optimiser les procédures liées au transit de navires afin de réduire au maximum les risques pour la navigation ; phase trois.

3.1 Méthode et procédure d'essai : phases deux et trois

Fort d'une expérience de plusieurs décennies dans le transit de vraquiers dans le Saguenay, et d'une expérience plus récente en matière de navires de croisière (notamment les très grands navires de croisière), il est établi qu'au confluent du Saguenay et du Saint-Laurent, chaque cycle de marée comporte deux périodes pendant la marée

Confidentiel

haute où les vitesses du courant fluvial et du courant de marée sont relativement faibles. Ces périodes correspondent au stade précoce ou intermédiaire d'une marée montante (flot), où le courant de marée entrant réduit l'ampleur du courant fluvial sortant, et au stade final d'une marée montante qui survient juste avant la fin du courant de marée entrant, où la vitesse du flux entrant ralentit avant de virer de bord et se joindre au courant fluvial sortant prédominant ; et aux premiers stades d'écoulement après la marée haute. Les modèles de marée conçus aux fins de la simulation reproduisent ce phénomène. De plus, dans la vie réelle, l'horaire de ces périodes de transit privilégiées est très prévisible. Étant donné que ces conditions surviennent quatre fois lors de chaque cycle de marée de 24 heures, et que lorsque le volume maximal est atteint, on s'attend à ce que le terminal ne reçoive jamais plus d'un navire accostant, l'entreprise GNL Québec a décidé, à titre de politique, qu'elle déplacera probablement ses navires seulement pendant ces périodes de passage privilégiées. Cette décision étant prise, l'analyse effectuée lors des phases deux et trois pouvait alors se focaliser sur l'optimisation des procédures dans ces conditions ; en se conformant aux périodes de transit pendant les marées, de manière que les transits dans la partie du chenal située entre les bouées M54 et S7/S8 soient effectués lorsque le débit du courant de marée est de 2 nœuds maximum.

3.1.1 Méthode phase 2

Contrairement à la première phase, qui portait essentiellement sur le maintien du contrôle du navire dans des conditions de vent et de courant forts, la deuxième phase visait, dans le but de définir les stratégies potentielles de réduction du bruit, à déterminer la capacité minimale du moteur et du gouvernail nécessaire pour déplacer le navire dans des conditions favorables. Grâce aux données historiques sur le vent, pour la période allant de 1994 à 2018, à l'embouchure du Saguenay (Pointe-de-l'Islet), indiquant une vitesse de vent inférieure à 15 nœuds pratiquement 75 % du temps, les vents prédominants provenant de l'ONO, pendant la plupart des simulations le vent venait du 295° à 15 nœuds, et entre 20 à 25 nœuds lors de quelques simulations de comparaison. Les conditions de marée étaient ensuite variées, dans la gamme des deux périodes d'étale (marée basse et marée haute), afin de déterminer la lenteur avec laquelle le navire pourrait se déplacer tout en maintenant le contrôle sans recourir au remorqueur, en partant du principe que les remorqueurs génèrent également du bruit lorsqu'ils sont en marche. Par ailleurs, à cette phase du projet, il avait été établi que tous les navires accostant au terminal devraient être équipés de deux hélices. Cependant, les détails liés au modèle de navire étaient encore en cours de finalisation et, par conséquent, ces essais ont été réalisés avec un navire Q-FLEX, qui est le plus grand navire susceptible d'accoster au terminal.

L'évaluation de la simulation a débuté par une manœuvre étalon réalisée à une vitesse de transit de 10 nœuds afin d'effectuer une comparaison (à la fois en matière de manutention et de bruit) avec les transits d'une vitesse maximale de 8 nœuds. Par la suite, cinq passages ont été effectués englobant la première et la deuxième heure des deux étales de marée. La vitesse de transit a été maintenue à 8 nœuds tout en utilisant les efforts combinés des hélices et du système de gouverne. Le contrôle des manœuvres fut excellent tout au long de ces exercices, avec toutefois une légère préférence pour un passage 1 heure avant l'étale de haute mer, car le navire subissait l'effet du courant portant pendant une plus longue période. Un passage a ensuite été effectué avec des vents venant du NE à 25 nœuds dans le but d'évaluer le degré de contrôle entre un passage sans vent et un dans la pire situation de vent possible. Vu la réduction sur la

Confidentiel

gouverne du navire, tous les transits restants ont été effectués avec les vents dominants de l'ONO. La série de simulations suivante fut menée avec une seule hélice (bâbord ou tribord), combinant des moments de dérive contrôlée, ainsi que des augmentations et des arrêts du régime machine. Les passages vers la sortie du fjord ont été effectués au début du courant de jusant et les passages vers le terminal, aux derniers stades du courant de flot.

Dans la mesure où cette phase visait à définir les stratégies potentielles de réduction du bruit pouvant être utilisées pendant les conditions favorables, voire idéales, les pannes du système de gouverne et de propulsion n'ont pas fait l'objet d'essais. Tous les participants ont convenu qu'en toute situation d'urgence ou situation opérationnelle irrégulière, le pilote emploierait évidemment tous les moyens nécessaires pour assurer la sécurité du navire sans tenir compte du bruit propagé. Les observations détaillées sur les résultats de ces exercices de simulation se trouvent à la Section 3.4 ci-dessous.

3.1.2 Méthodologie — Phase 3

Les résultats préliminaires de l'analyse du profil du bruit, obtenus à la suite des exercices de simulation réalisés pendant la phase 2, ont révélé que les différences en matière de niveau global du bruit ambiant généré n'ont pas changé de façon notable lors de manœuvres consistant à augmenter ou arrêter le régime moteur, qu'il s'agisse d'un navire à une hélice ou à deux hélices tournant à bas régime. Sur la base des résultats préliminaires, il a été estimé que la technique de manœuvre qui, de façon pratique assurait mieux un équilibre entre le bruit rayonné et un niveau soutenu du contrôle du cap et de la position du navire, consistait en fait à effectuer un transit à une vitesse-surface inférieure à 8 nœuds, *le transmetteur d'ordres machine réglé pour l'obtention d'une vitesse constante de 8 nœuds (équivalent à 27 à 28 tours/minute sur chaque arbre du navire de 177 000 m^3).*

S'appuyant sur les résultats de profil du bruit, la première partie des essais réalisés à la phase 3 était axée sur la capacité du navire à deux hélices de 177 000 m^3, à faire face aux situations d'urgence pendant le passage du chenal situé entre les bouées M54 et S7/S8, le transmetteur d'ordres machine réglé pour l'obtention d'une vitesse de 8 nœuds (27 à 28 tours/minute) et lorsque le débit maximal du courant de marée est de 2 nœuds. Des essais ont été réalisés pendant les courants de flots, avec des vents sur la hanche soufflant à des vitesses allant jusqu'à 30 nœuds, d'abord sans remorqueur d'escorte et ensuite avec un remorqueur d'escorte de 90 tonnes attaché à l'arrière. Les pannes du système de gouverne et de propulsion consistaient en la perte d'un des deux arbres moteur et le blocage d'un gouvernail à 30° tribord. Il a été constaté que lorsque la vitesse du vent arrivant sur la hanche tribord était de 30 nœuds, et qu'un gouvernail était bloqué à un angle de 30° tribord, le niveau de contrôle du cap et de la position, sans l'aide d'un remorqueur d'escorte, s'est révélé problématique. Tous les transits suivants réalisés en direction du terminal ou en direction du fleuve ont été effectués avec un remorqueur d'escorte attaché.

Pour explorer les stratégies de réduction du bruit généré par les remorqueurs, pendant tous les passages simulés lors de la phase routinière du scénario (avant la panne du système de gouverne ou de propulsion du navire), le remorqueur attaché à la poupe a maintenu ses propulseurs à un minimum de tours/minute et d'angles d'azimut et permettait essentiellement au méthanier de le remorquer avec une légère charge sur son

Confidentiel

amarre de remorquage. Il a été constaté que cette pratique n'entrave en rien la manutention du méthanier ni du remorqueur. Par ailleurs, cette pratique n'entravait pas la capacité du remorqueur à réagir immédiatement en cas de panne du système de gouverne ou de propulsion. Cette procédure permet ainsi de maintenir le remorqueur en position d'attente, de manière à porter immédiatement assistance en cas de besoin, son système de propulsion fonctionnant au ralenti et générant ainsi un niveau minimal de bruit supplémentaire.

Avec un remorqueur d'escorte attaché à la poupe, des simulations de situations d'urgence ont été faites à l'embouchure de la rivière, avec le navire lesté entrant et le navire chargé sortant, afin d'examiner les cas de gouvernails bloqués à toute et panne générale de machine (panne d'électricité), et dans tous ces cas, il était possible de maintenir le contrôle du navire. Des simulations de situations d'urgence, dues à la panne d'un gouvernail bloqué à toute, ont été effectuées à la hauteur des câbles haute tension, à des vitesses de passage de 8 nœuds et de 5 nœuds.

Une fois qu'il a été établi qu'il était possible de maintenir un niveau élevé de contrôle du cap et de la position à l'aide d'un seul remorqueur d'escorte, lors de transits pendant les périodes privilégiées d'étales de marée basse, les manœuvres d'accostage et d'appareillage ont ensuite été effectuées au poste d'amarrage en synchronisation avec les horaires de transit global et les transits entrants/sortants effectués à l'embouchure de la rivière pendant les périodes d'étale de basse mer. À l'exception de la première simulation aux fins de familiarisation, toutes les manœuvres au poste d'amarrage ont été effectuées sous des vents de 30 nœuds, provenant à la fois de l'ONO (dominants) et de l'est. Les accostages et les appareillages ont été effectués à l'aide de trois remorqueurs d'aide aux navires, de 65 tonnes et deux remorqueurs d'escorte de 90 tonnes. Les simulations d'appareillage en situation d'urgence ont été effectuées à l'aide de deux remorqueurs, en cas de panne du système de propulsion de l'un des remorqueurs. Dans tous les cas, il était possible de maintenir un niveau élevé de contrôle du cap et de la position.

3.2 Résultats des manœuvres : critères d'évaluation

À la fin de chaque manœuvre, l'équipe se réunissait afin de discuter des résultats et de relever les variables et les paramètres clés qui influençaient les manœuvres, et d'effectuer une évaluation collective des risques/difficultés observées liées aux manœuvres. Les manœuvres ont ensuite été classées comme « Réussie », « Limite » ou « Échec », selon les critères suivants :

Réussie (R)

- Le pilote maintient le contrôle complet du navire pendant toute la manœuvre ;
- Le navire reste dans le chenal ou dans la zone d'évitage ;
- Le navire reste à distance acceptable des obstructions et des structures de quai ;
- Lorsque les propulseurs latéraux sont utilisés, une bonne réserve de puissance est toujours disponible ;
- Les manœuvres d'accostage sont faites selon le plan prévu et en maintenant une vitesse sécuritaire sans difficulté ;
- Pour les manœuvres d'appareillage, le navire s'écarte du quai en douceur sans aucun risque pour les installations portuaires ;

Confidentiel

- L'usage d'une ancre en conjonction avec le gouvernail et la machine permet d'approcher le quai sans difficulté.

Limite (L)

- Le pilote estime que le navire est à peine maîtrisé durant la manœuvre ;
- Le navire sort du chenal ou de la zone d'évitage en gardant toutefois un dégagement sous quille suffisant ;
- Le navire s'approche trop des obstructions et des structures du quai ;
- Lorsque des propulseurs latéraux sont utilisés, ils sont presque à leur capacité maximale ;
- Pour les manœuvres d'accostage, la vitesse d'approche est plus élevée que la normale. La manœuvre peut être accomplie, mais avec des risques de dommages mineurs aux installations ;
- Pour les manœuvres d'appareillage, le navire éprouve certaines difficultés à s'écarter du quai. La manœuvre est accomplie avec un certain risque de causer des dommages aux installations portuaires ;
- L'usage d'une ancre en conjonction avec le gouvernail et la machine est à peine suffisant pour permettre au navire de s'approcher du quai.

Échec (E)

- Le pilote perd le contrôle du navire ;
- Le navire sort du chenal ou de la zone d'évitage avec un dégagement sous quille inacceptable ou le navire s'échoue ;
- Le navire entre en collision avec des obstacles ou les installations portuaires ;
- Lorsque les propulseurs latéraux sont utilisés, ils fonctionnent à leur capacité maximale sans parvenir à compenser les facteurs externes ;
- Pour les manœuvres d'accostage, il n'est pas possible de mettre le navire à quai ou le navire heurte les installations portuaires avec suffisamment de force pour occasionner des dommages importants ;
- Pendant l'appareillage, le navire ne peut pas quitter le quai ou éprouve des difficultés majeures qui peuvent causer des dommages importants à la fois au navire et aux installations portuaires ;
- L'usage d'une ancre en conjonction avec le gouvernail et la machine ne suffit pas à permettre au navire d'approcher le quai.

Confidentiel

3.3 Résumé des résultats à la suite des exercices de simulation en temps réel

Même si le présent rapport met l'accent sur les résultats des exercices de simulation effectués à la phase deux et trois, afin de mieux évaluer la méthode globale et la séquence d'essais, un résumé des résultats de tous les exercices de simulation en temps réel, effectués pendant chacune des trois phases est fourni ci-dessous :

Tableau 4 : Liste des exercices de simulation — phase 1

Exercices de simulation en temps réel — phase 1 : Confluent du Saguenay et du Saint-Laurent				
Nº DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
1	Évaluer l'espace de manœuvre, la capacité à maintenir le cap, l'angle de dérive, et le degré de difficulté à manœuvrer dans des conditions de courant modéré et de vents forts, sans remorqueur d'escorte. Vitesse de transit de 10 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée descendante/Bas débit (3 h Zone 3 Marées de morte-eau - moyenne)	Réussie
2	Évaluer la capacité à maintenir le cap, l'angle de dérive, et le degré de difficulté à manœuvrer dans des conditions de courant fort (effets de courants transversaux et de remous) et de vents forts, sans remorqueur d'escorte. Vitesse de transit de 10 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée descendante/Haut débit (2 h Zone 3 Marées de vive-eau)	Réussie
3	Comparer la capacité à maintenir le cap, l'angle de dérive, et le degré de difficulté à manœuvrer dans des conditions de courant modéré et de vents forts, avec un remorqueur d'escorte de 65 tonnes. Vitesse de transit de 8 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée descendante/Bas débit (3 h Zone 3 Marées de morte-eau - moyenne)	Réussie
4	Comparer la capacité à maintenir le cap, l'angle de dérive, et le degré de difficulté à manœuvrer dans des conditions de courant et de vents forts, avec un remorqueur d'escorte de 65 tonnes. Vitesse de transit de 8 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée descendante/Haut débit (2 h Zone 3 Marées de vive-eau)	Réussie

Confidentiel

5	Évaluer la réponse à une panne du système de gouverne, dans des conditions de courant modéré et de vents forts, sans remorqueur d'escorte. Vitesse de transit de 10 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée descendante/Bas débit (3 h Zone 3 Marées de morte-eau - moyenne)	Limite
6	Évaluer la réponse à une panne du système de gouverne, dans des conditions de courant fort (effets de courants transversaux et de remous) et de vents forts, sans remorqueur d'escorte Vitesse de transit de 10 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée descendante/Haut débit (2 h Zone 3 Marées de vive-eau)	Limite
Exercices de simulation en temps réel — phase 1 : Confluent du Saguenay et du Saint-Laurent				
N° DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
7	Évaluer la réponse à une panne du système de gouverne, dans des conditions de courant (effets de courants transversaux et de remous) et de vents forts, avec un remorqueur d'escorte de 65 tonnes. Vitesse de transit de 8 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée descendante/Haut débit (2 h Zone 3 Marées de vive-eau)	Réussie
8	Évaluer la réponse à une panne du système de gouverne, dans des conditions de courant (effets de courants transversaux et de remous) et de vents forts, avec un remorqueur d'escorte de 65 tonnes. Vitesse de transit de 8 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée descendante/Haut débit (2 h Zone 3 Marées de vive-eau)	Réussie
9	Évaluer la réponse à une panne du système de gouverne, dans des conditions de courant modéré et de vents forts, sans remorqueur d'escorte. Vitesse de transit de 8 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée montante/Bas débit (0 h Zone 3 Marée de morte-eau moyenne)	Limite
10	Évaluer la réponse à une panne de la machine, dans des conditions de courant à flux modéré et de vents forts, sans remorqueur d'escorte. Vitesse de transit de 8 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée montante/Bas débit (8 h Zone 3 Marée de vive-eau moyenne)	Limite

Confidentiel

11	Évaluer la réponse à une panne du système de gouverne, dans des conditions de courant (effets de courants transversaux et de remous) et de vents forts, avec un remorqueur d'escorte de 65 tonnes. Vitesse de transit de 6 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée montante/Bas débit (8 h Zone 3 Marée de vive-eau moyenne)	Réussie
12	Évaluer l'équilibre entre l'angle de dérive et la performance du remorqueur de 65 tonnes à une vitesse de 8 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée montante/Bas débit (8 h Zone 3 Marée de vive-eau moyenne)	Réussie
13	Évaluer l'équilibre entre l'angle de dérive et la performance du remorqueur de 90 tonnes à une vitesse de 9 nœuds.	GASCS05 en ballast	Vent 045@30 Marée montante/Bas débit (8 h Zone 3 Marée de vive-eau moyenne)	Réussie
14	Évaluation comparative du remorqueur d'escorte de 90 tonnes et du méthanier chargé sortant, dans des conditions de vent d'ouest. Panne de gouvernail.	GASCS05 chargé	Vent 285@30 Marée descendante/Haut débit (4 h Zone 3 Marées de vive-eau)	Réussie
15	Évaluation comparative du remorqueur d'escorte de 90 tonnes et du méthanier Q-Flex entrant, dans des conditions de vent d'ouest. Panne de gouvernail.	GAS06 chargé	Vent 045@30 Marée montante/Bas débit (8 h Zone 3 Marée de vive-eau moyenne)	Réussie
Exercices de simulation en temps réel — phase 1 : Pointe-aux-Crêpes				
N° DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
16	Évaluer l'espace de manœuvre, la capacité à maintenir le cap, l'angle de dérive, et le degré de difficulté à manœuvrer dans des conditions de vents forts et de courant modéré en passant du côté nord des câbles, sans remorqueur d'escorte et à une vitesse de 8 nœuds. Panne du système de gouverne.	GASCS05 en ballast	Vent SE@30 Marée descendante (4 h Zone 2 Marées de vive-eau)	Limite
17	Panne du système de gouverne, avec un remorqueur d'escorte de 90 tonnes et à une vitesse de 6 nœuds, dans des conditions de vent fort et de courant modéré en passant du côté nord des câbles.	GASCS05 en ballast	Vent SE@30 Marée descendante (4 h Zone 2 Marées de vive-eau)	Réussie

Confidentiel

18	Panne du système de gouverne, avec un remorqueur d'escorte de 90 tonnes et à une vitesse de 6 nœuds, dans des conditions de vent fort et de courant modéré en passant du côté sud des câbles.	GASCS05 en ballast	Vent SE@30 Marée montante (10 h Zone 2 Marées de vive-eau)	Réussie
19	Analyse comparative Pointe-aux-Crêpes avec méthanier sortant et vent de l'ouest.	GAS06 chargé	Vent NE@30 Marée descendante (4 h Zone 2 Marées de vive-eau)	Réussie

Exercices de simulation en temps réel — phase 1 : Manœuvres d'accostage au terminal

N° DE L'EXERCICE	DESCRIPTION	NAVIRE	VENT ET CYCLE DE MARÉE	RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE
20	Évaluer l'angle du quai par rapport à la rive et au chenal de navigation. Virage par balayage de l'étrave sur bâbord pour un accostage tribord à quai, proue vers l'est. Quai ouest. 2 remorqueurs de 65 tonnes.	GASCS05 en ballast	Vent ONO@20 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
21	Évaluer l'angle du quai par rapport à la rive et au chenal de navigation. Demi-tour par balayage de l'avant vers tribord pour un accostage tribord à quai, proue vers l'est. Quai ouest. 2 remorqueurs de 65 tonnes.	GASCS05 en ballast	Vent ONO@20 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
22	Évaluer l'arrivée dans des conditions de vent fort, courant de jusant maximum. Demi-tour par balayage de l'avant vers tribord pour un accostage tribord à quai, proue vers l'est. Quai ouest. 2 remorqueurs de 65 tonnes.	GASCS05 en ballast	Vent NO@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
23	Évaluer l'arrivée dans des conditions de vent fort, courant de jusant maximum. Demi-tour par balayage de l'avant vers tribord pour un accostage tribord à quai, proue vers l'est. Quai ouest. Évaluer la capacité du remorqueur à contrôler la dérive latérale du navire. 2 remorqueurs de 65 tonnes.	GASCS05 en ballast	Vent NO@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Limite

Confidentiel

Exercices de simulation en temps réel — phase 1 : Manœuvres d'accostage au terminal				
N° DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
24	Évaluer l'arrivée dans des conditions de vent fort, courant de jusant maximum. Virage par balayage de l'étrave sur bâbord pour un accostage tribord à quai, proue vers l'est. Quai est. 3 remorqueurs de 65 tonnes.	GASCS05 en ballast	Vent NO@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Limite
25	Évaluer l'arrivée dans des conditions de vent fort, courant de jusant maximum. Demi-tour par balayage de l'avant vers tribord pour un accostage tribord à quai, proue vers l'est. Quai est. 3 remorqueurs de 65 tonnes.	GASCS05 en ballast	Vent NO@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
26	Évaluer l'arrivée dans des conditions de vent fort, courant de jusant maximum. Demi-tour par balayage de l'avant vers tribord pour un accostage tribord à quai, proue vers l'est. Quai est. 3 remorqueurs de 65 tonnes.	GASCS05 en ballast	Vent est@30 Marée montante (12 h Zone 1 Marée de vive-eau moyenne)	Réussie
27	Évaluer l'arrivée dans des conditions de vent fort, courant de jusant maximum. Virage par balayage de l'étrave sur bâbord pour un accostage tribord à quai, proue vers l'est. Quai est. 3 remorqueurs de 65 tonnes.	GASCS05 en ballast	Vent est@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
28	Évaluation comparative de l'accostage d'un navire Q-Flex. Virage par balayage de l'étrave pour un accostage au quai est. 3 remorqueurs de 65 tonnes.	GAS06 en ballast	Vent est@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
29	Appareillage du quai est, tribord à quai. 3 remorqueurs de 65 tonnes.	GAS06 Chargé	Vent NO@30 Marée descendante (3 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
30	Évaluation comparative de l'accostage d'un navire Q-Flex. Virage par balayage de l'étrave pour un accostage au quai est. 2 remorqueurs de 90 t et 1 remorqueur de 75 t.	GAS06 en ballast	Vent NO@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
31	Évaluation comparative, appareillage du quai est, bâbord à quai. 1 remorqueur de 90 t et 2 remorqueurs de 75 t	GASCS05 chargé	Vent NO@30 Marée descendante (3 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
32	Appareillage en situation d'urgence à l'aide d'un remorqueur de port.	GASCS05 chargé	Vent léger Marée descendante (3 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie

Confidentiel

33	Appareillage en situation d'urgence sans remorqueur de port.	GASCS05 chargé	Vent léger Marée descendante (3 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
34	Analyse comparative de l'accostage bâbord au quai est. 1 remorqueur de 90 t et 2 remorqueurs de 75 t.	GASCS05 en ballast	Vent NO@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Limite

Exercices de simulation en temps réel — phase 1 : Manœuvres d'accostage au terminal				
N° DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
35	Analyse comparative de l'accostage bâbord au quai est. 1 remorqueur de 90 t et 2 remorqueurs de 75 t. Panne de machine à 30 mètres du quai.	GASCS05 en ballast	Vent NO@30 Marée descendante (2 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
36	Analyse comparative de l'appareillage tribord au quai ouest. 1 remorqueur de 90 t et 2 remorqueurs de 75 t.	GASCS05 chargé	Vent NO@30 Marée descendante (3 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
37	Analyse comparative de l'appareillage bâbord au quai ouest. 1 remorqueur de 90 t et 2 remorqueurs de 75 t.	GASCS05 chargé	Vent NO@30 Marée descendante (3 h Zone 1 Marées de vive-eau)	Réussie
Manœuvre d'urgence — phase 1				
N° DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
38	Analyse comparative avec méthanier chargé sortant et vents du NE. Vitesse de vent, limites de courant et exigences liées au remorqueur, comme établi lors des exercices de simulation précédents.	GASCS05 chargé	Vent ONO@30 Marée descendante (4 h Zone 3 Marées de vive-eau)	Réussie

Tableau 5 : Liste des exercices de simulation — phase 2

Exercices de simulation en temps réel — phase 2 : Stratégies de réduction du bruit émis par les navires se déplaçant à faible vitesse				
N° DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
1	Manœuvre étalon conforme aux activités actuelles. Entrée dans le chenal balisé à une vitesse-surface de 10 nœuds. (Sert à établir le niveau de référence du contrôle du cap et de la position).	GASCS06 en ballast	Vent 045@5 nœuds Marée montante d'une vitesse de 3 à 4 nœuds. Marées de vive-eau moyennes	Réussie

Confidentiel

2	Entrée dans le chenal balisé, à marée basse, à une vitesse-surface de 8 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position avec machine et gouvernails.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de morte-eau — niveau moyen du fleuve. Début du flot, mais débit de 135°@0,5 nœud au début.	Réussie
3	Entrée dans le chenal balisé, une heure après le début du flot, à une vitesse-surface de 8 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position avec machine et gouvernails.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de morte-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure après le début du flot, 230°@0,8 nœud au début.	Réussie
4	Entrée dans le chenal balisé, à l'étale de marée haute, à une vitesse-surface de 8 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position avec machine et gouvernails.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de morte-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure avant le passage au jusant. Flot 235°@0,4 nœud au début.	Réussie
Exercices de simulation en temps réel — phase 2 : Stratégies de réduction du bruit émis par les navires se déplaçant à faible vitesse				
N° DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
5	Entrée dans le chenal balisé, une heure après l'étale de marée haute, à une vitesse-surface de 8 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position avec machine et gouvernails.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de morte-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure après le passage au jusant. Jusant 095°@0,6 nœud au début.	Réussie
6	Entrée dans le chenal balisé, une heure avant l'étale de marée haute, à une vitesse-surface de 8 nœuds. Maximiser le temps avec le flot (vitesse fond optimisée), faible vitesse de courant de flot. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position avec machine et gouvernails.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de morte-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure avant le passage au jusant. Flot 245°@0,6 nœud au début.	Réussie
7	Entrée dans le chenal balisé, avec courant de flot au plus fort et vent sur la hanche. 10 nœuds au début, mais baisse à 7 nœuds pendant le transit. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position avec machine et gouvernails.	GASCS06 en ballast	Vent 045@25° Marée montante d'une vitesse de 3 à 4 nœuds. Marées de vive-eau moyennes	Limite de contrôle

Confidentiel

8	Entrée 1 heure avant la marée haute afin de maximiser la vitesse sur le fond du courant de flot. Passage à une vitesse-surface de 11 nœuds, jusqu'aux bouées 3 et 4, puis arrêt des moteurs et dérive dans la zone. Succession de courtes augmentations du régime moteur à partir des bouées 7 et 8 et au-delà.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de morte-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure avant le passage au jusant. Flot 245°@0,6 nœud au début.	Réussie
9	Entrée 1 heure avant la marée haute afin de maximiser la vitesse sur le fond du courant de flot. Passage à une vitesse-surface de 11 nœuds, jusqu'aux bouées 3 et 4, puis réduction de l'allure à en avant très lente sur les deux arbres.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de morte-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure avant le passage au jusant. Flot 245°@0,6 nœud au début.	Réussie
10	Entrée 1 heure avant la marée haute afin de maximiser la vitesse sur le fond du courant de flot. Passage à une vitesse-surface de 11 nœuds, jusqu'aux bouées 3 et 4, puis réduction de l'allure à en avant très lente sur l'arbre bâbord et arrêt sur l'arbre tribord.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de morte-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure avant le passage au jusant. Flot 245°@0,6 nœud au début.	Réussie
11	Entrée 1 heure avant la marée haute afin de maximiser la vitesse sur le fond du courant de flot. Passage à une vitesse-surface de 11 nœuds, jusqu'aux bouées 3 et 4, puis arrêt des moteurs et dérive dans la zone. Succession de courtes augmentations du régime moteur à partir de la bouée 5 et au-delà.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de vive-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure avant le passage au jusant. Flot 231°@1,2 nœud au début.	Réussie
Exercices de simulation en temps réel — phase 2 : Stratégies de réduction du bruit émis par les navires se déplaçant à faible vitesse				
N° DE L'EXERCICE	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
12	Entrée à la Baie Ste-Marguerite. Marée de vive-eau et vent d'une vitesse de 20 nœuds. Vitesse de transit de 10 nœuds, mais baisse à 7 nœuds.	GASCS06 en ballast	Marée de vive-eau moyenne. Marée montante de 2 m avec courant résultant de 140°@0,8 nœud.	Réussie
13	Manœuvre étalon conforme aux activités actuelles. Vent 25 nœuds. Vitesse de transit 10 nœuds et baisse progressive à 8 - 9 nœuds.	GASCS06 Chargé	Marée de vive-eau, haute mer, débit maximal de jusant 5,3 nœuds.	Réussie

Confidentiel

14	Sortie à l'embouchure du fleuve, une heure après le début du jusant avec vitesse 295@15. Arrêt des deux moteurs à proximité de la route des traversiers, dérive contrôlée de 3200 mètres jusqu'à l'approche des bouées 7 et 8. Ensuite, passage en avant très lente sur l'arbre tribord.	GASCS06 Chargé	Une heure après le passage au jusant. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Réussie
15	Sortie à l'embouchure du fleuve, une heure après le début du jusant avec vitesse 295@15. Une machine en avant très lente à proximité de la route des traversiers et dérive contrôlée de 1200 mètres près des bouées 7 et 8.	GASCS06 Chargé	Une heure après le passage au jusant. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Réussie
16	Entrée 1 heure avant la marée haute afin de maximiser la vitesse sur le fond du courant de flot. Passage à une vitesse-surface de 8 nœuds au niveau des bouées 3 et 4, puis arrêt des moteurs à hauteur des bouées 7 et 8 et ralentissement sur une distance de 1600 mètres avant de mettre en avant très lente sur le moteur bâbord.	GASCS06 en ballast	Vent 295°@ 15 Marée de vive-eau — niveau moyen du fleuve. Une heure avant le passage au jusant. Flot 231°@1,2 nœud au départ.	Réussie

Tableau 6 : Liste des exercices de simulation — phase 3

Exercices de simulation en temps réel — phase 3 : Passage à faible vitesse dans le chenal balisé				
N° DE L'EXERCICE N° DE L'ESSAI	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
1 (1)	Entrée une heure avant le flot, avec vent de 295@15. Vitesse de transit de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position (machine et gouvernails), sans remorqueur de port dans des conditions environnementales normales.	GASCS08 En ballast Aucun remorqueur	Vent 295@15 nœuds Marée 2,2 mètres, courant de flot 235°@ 0,6 nœud. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Réussie
2 (2)	Entrée une heure avant le flot, avec vent de 295@15. Vitesse de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position (machine et gouvernails), sans remorqueur de port dans des conditions de vents forts sur la hanche.	GASCS08 En ballast Aucun remorqueur	Vent 045°@ 30 Marée 2,2 mètres, courant de flot 235°@ 0,6 nœud. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Limite de contrôle (Sans augmenter le nombre de tours par minute du moteur/de l'arbre)

Confidentiel

Exercices de simulation en temps réel — phase 3 : Passage à faible vitesse dans le chenal balisé				
N° DE L'EXERCICE N° DE L'ESSAI	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
3 (3)	Entrée une heure avant l'arrivée du flot, avec vent de 295@15. Vitesse de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte de puissance d'un moteur, sans remorqueur de port dans des conditions de vents forts sur la hanche.	GASCS08 En ballast Aucun remorqueur	Vent 045°@30 nœuds Marée 2,2 mètres, courant de flot 235°@ 0,6 nœud. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Limite
4 (4)	Entrée une heure avant le début du flot, avec vent de 045@30 nœuds. Vitesse de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte d'un gouvernail (bloqué à 30 °), sans remorqueur de port et dans des conditions de vents forts sur la hanche.	GASCS08 En ballast Aucun remorqueur	Vent 045°@30 nœuds Marée 2,2 mètres, courant de flot 235°@ 0,6 nœud. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Limite
5 (4_2)	Entrée une heure avant le début du flot, avec vent de 045@25 nœuds. Vitesse de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse du contrôle du cap et de la position lors de la perte d'un gouvernail (bloqué à 10 °), sans remorqueur de port et dans des conditions de vents forts sur la hanche.	GASCS08 En ballast Aucun remorqueur	Vent 045°@25 nœuds Marée 2,2 mètres, courant de flot 235°@ 0,6 nœud. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Réussie
6 (4a)	Entrée une heure avant le début du flot, avec vent de 045@25 nœuds. Vitesse de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte d'un gouvernail (bloqué à zéro), sans remorqueur de port et dans des conditions de vents forts sur la hanche.	GASCS08 En ballast Aucun remorqueur	Vent 045°@25 nœuds Marée 2,2 mètres, courant de flot 235°@ 0,6 nœud. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Réussie
7 (4 b)	Entrée une heure avant le début du flot, avec vent de 045@30 nœuds. Vitesse de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte d'un gouvernail (bloqué à zéro), avec un remorqueur d'escorte de 65 tonnes et dans des conditions de vents forts sur la hanche.	GASCS08 En ballast 1 remorqueur d'escorte de 65 t	Vent 045°@ 30 nœuds Marée 2,2 mètres, courant de flot 235°@ 0,6 nœud. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Réussie

Confidentiel

8 (4 c)	Entrée une heure avant le début du flot, avec vent de 045@30 nœuds. Vitesse de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse comparative du contrôle du cap et de position lors de la perte d'un gouvernail (gouvernail tribord bloqué à 35 °), avec un remorqueur d'escorte de 65 tonnes et dans des conditions de vents forts sur la hanche.	GASCS08 En ballast 1 remorqueur d'escorte de 65 t	Vent 045°@ 30 nœuds Marée 2,2 mètres, courant de flot 235°@ 0,6 nœud. Marée de morte-eau, niveau moyen du fleuve.	Réussie
Exercices de simulation en temps réel — phase 3 : Passage à faible vitesse dans le chenal balisé				
N° DE L'EXERCICE N° DE L'ESSAI	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
9 (5)	Entrée pendant la dernière heure du jusant, avec vent de 045@30 nœuds. Vitesse de 8 nœuds. Départ au sud de la bouée K54. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte des deux gouvernails (les deux gouvernails bloqués à 35° tribord), avec un remorqueur d'escorte de 65 tonnes et dans des conditions de vents forts sur la hanche.	GASCS08 En ballast 1 remorqueur d'escorte de 65 t	Vent 045°@ 30 nœuds Marée 4,3 mètres, courant de flot 217°@ 0,4 nœud. Marées de vive-eau moyennes	Réussie
10 (8)	Sortie à l'embouchure du fleuve une heure après l'étale de marée haute, début du jusant, vent de 315@30. Vitesse de 8 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte d'un gouvernail (gouvernail bloqué 35 ° à bâbord).	GASCS08 Chargé 1 remorqueur d'escorte de 65 t	Vent 315@30. Marée de morte-eau moyenne. Marée baissante de 2,9 mètres et courant 094° @ 1,4 nœud.	Réussie
11 (18)	Sortie à l'embouchure du fleuve à l'étale de marée haute, début du jusant, vent de 315@30. Vitesse de 8 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors d'une panne électrique complète.	GASCS08 Chargé 1 remorqueur d'escorte de 65 t	Vent 315@30. Marée de vive-eau moyenne. Marée baissante de 4,3 mètres et courant 262°@ 0,4 nœud.	Réussie
12 (17)	Transit (entrée) sous les câbles haute tension. Vent arrière @ 25 nœuds et courant synchronisé à la première heure du flot à l'embouchure du fleuve. Vitesse de 8 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte des deux gouvernails (bloqués à 35° bâbord). Remorqueur utilisé pour stopper la giration.	GASCS08 En ballast 1 remorqueur d'escorte de 65 t	Vent arrière @ 25 nœuds. Marée montante de 2,3 mètres et courant 093°@ 0,4 nœud.	Limite

Confidentiel

13 (17a)	Passage (entrée) sous les câbles haute tension. Vent arrière @ 25 nœuds et courant synchronisé à la première heure du flot à l'embouchure du fleuve. Vitesse de 8 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte des deux gouvernails (bloqués à 35° bâbord). Remorqueur utilisé pour stopper le navire.	GASCS08 En ballast 1 remorqueur d'escorte de 65 t	Vent arrière @ 25 nœuds. Marée montante de 2,3 mètres et courant 093°@ 0,4 nœud.	Réussie
14 (17 b)	Passage (entrée) sous les câbles haute tension. Vent arrière @ 25 nœuds et courant synchronisé à la première heure du flot à l'embouchure du fleuve. Vitesse de 5 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte des deux gouvernails (bloqués à 35° bâbord). Remorqueur utilisé pour stopper la giration et poursuivre le transit.	GASCS08 En ballast 1 remorqueur d'escorte de 65 t	Vent arrière @ 25 nœuds. Marée montante de 2,3 mètres et courant 093°@ 0,4 nœud.	Réussie
Exercices de simulation en temps réel — phase 3 : Manœuvres d'accostage et d'appareillage				
N° DE L'EXERCICE N° DE L'ESSAI	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
15 (19)	Arrivée à l'embouchure du fleuve dans des conditions de vents moyens et des conditions habituelles de courant de début de flot. Accostage bâbord au quai ouest à l'aide de 3 remorqueurs. Au niveau de référence du contrôle du cap et de la position.	GASCS08 En ballast 3 remorqueurs de 65 tonnes	295@15 nœuds, courant sortant de 0,4 nœud, marée de morte-eau moyenne synchronisée à l'embouchure du fleuve à la première heure du flot.	Réussie
16 (20)	Arrivée à l'embouchure du fleuve dans des conditions de vents forts et des conditions habituelles de courant de début de flot. Accostage bâbord au quai ouest à l'aide de 3 remorqueurs. Évaluer le niveau du contrôle du cap et de la position.	GASCS08 En ballast 3 remorqueurs de 65 tonnes	295@30 nœuds, courant sortant de 0,4 nœud, marée de morte-eau moyenne synchronisée à l'embouchure du fleuve à la première heure du flot.	Réussie
17 (20a)	Arrivée à l'embouchure du fleuve dans des conditions de vents forts et des conditions habituelles de courant à l'étale de marée haute. Accostage bâbord au quai ouest à l'aide de 3 remorqueurs. Évaluer le niveau du contrôle du cap et de la position.	GASCS08 En ballast 3 remorqueurs de 65 tonnes	295@30 nœuds, courant sortant de 1,4 nœud, marée haute de vive-eau synchronisée à l'embouchure du fleuve à la dernière heure du flot.	Réussie

Confidentiel

18 (22)	Appareillage synchronisé pour arriver à l'embouchure du fjord au début du jusant avec vents forts. Évaluer le niveau du contrôle du cap et de la position.	GASCS08 En ballast 3 remorqueurs de 65 tonnes	295@30 nœuds, courant sortant de 0,6 nœud, marée de morte-eau moyenne synchronisée pour arriver à l'embouchure du fleuve à l'étale de marée haute.	Réussie
19 (23)	Appareillage synchronisé pour arriver à l'embouchure du fjord au début du jusant avec vents forts. Utilisation de deux remorqueurs d'escorte de 90 tonnes pour l'appareillage. Évaluer le niveau du contrôle du cap et de la position. Remorqueurs attachés à l'épaule et à la poupe.	GASCS08 En ballast 2 remorqueurs attachés de 90 tonnes. 1 remorqueur de 65 tonnes en attente.	295@30 nœuds, courant sortant de 1,4 nœud, marée haute de vive-eau synchronisée pour arriver à l'embouchure du fleuve à la dernière heure du flot.	Réussie
20 (23a)	Appareillage synchronisé pour arriver à l'embouchure du fjord au début du jusant avec vents forts. Utilisation de deux remorqueurs d'escorte de 90 tonnes pour l'appareillage. Évaluer le niveau du contrôle du cap et de la position. Remorqueurs attachés sur le chaumard central avant, à l'épaule et à la poupe.	GASCS08 En ballast 2 remorqueurs attachés de 90 tonnes. 1 remorqueur de 65 tonnes en attente.	295@30 nœuds, courant sortant de 0,7 nœud, marée de morte-eau moyenne, synchronisée pour arriver à l'embouchure du fleuve à la dernière heure du flot.	Réussie
21 (24)	Appareillage d'urgence avec l'aide de 2 remorqueurs de 65 tonnes. Panne du moteur d'un des remorqueurs.	GASCS08 En ballast 2 remorqueurs de 65 tonnes	090@30 nœuds, courant sortant de 1,4 nœud, marée haute de vive-eau synchronisée pour arriver à l'embouchure du fleuve à la dernière heure du flot.	Réussie
22 (25)	Appareillage d'urgence avec l'aide de 2 remorqueurs de 65 tonnes. Panne du moteur d'un des remorqueurs.	GASCS08 En ballast 2 remorqueurs de 65 tonnes	295@30 nœuds, courant sortant de 1,4 nœud, marée haute de vive-eau synchronisée pour arriver à l'embouchure du fleuve à la dernière heure du flot.	Réussie

Confidentiel

Exercices de simulation en temps réel — phase 3 : Passage à faible vitesse dans le chenal balisé				
N° DE L'EXERCICE N° DE L'ESSAI	**DESCRIPTION**	**NAVIRE**	**VENT ET CYCLE DE MARÉE**	**RÉSULTATS DE LA MANŒUVRE**
23 (26)	Transit sortant, côté nord, passage sous les câbles haute tension. Vent arrière @ 30 nœuds et courant synchronisés avec la première heure du flot à l'embouchure du fleuve. Vitesse de 5 nœuds. Analyse comparative du contrôle du cap et de la position lors de la perte des deux gouvernails (bloqués à 35° bâbord). Remorqueur de 90 tonnes utilisé pour stopper la giration et poursuivre le transit.	GASCS08 En ballast 1 remorqueur d'escorte de 90 t	Vent de bout 295@ 30 nœuds. Marée montante de 2,3 mètres et courant 093°@ 0,4 nœud.	Réussie

3.4 Observations relatives à la phase 2 — Transits à faible vitesse au confluent du Saguenay et du Saint-Laurent

Il convient de souligner que ces essais ont été réalisés en partant du principe que le navire prendrait toutes les mesures nécessaires pour planifier toutes les arrivées et les départs à l'embouchure du Saguenay de manière qu'ils soient synchronisés avec les périodes privilégiées de courant de marée à faible vitesse. Sur la base de ces mesures, les essais visaient ensuite à déterminer la faisabilité, dans des conditions environnementales adéquates (vent, trafic, etc.) des passages à faible vitesse, grâce à diverses techniques d'application de la puissance de propulsion et de maintien du contrôle du cap. Ces techniques ont été mises à l'essai lors du passage dans la zone identifiée comme l'habitat de mammifères marins le plus sensible, dans le but de réduire le niveau de bruit généré par le navire. Tous les participants à l'essai ont pleinement reconnu qu'en ce qui concerne les transits dans la vie réelle, en cas de panne du contrôle du cap ou de la position, le pilote appliquerait le régime moteur/d'arbre et augmenterait la vitesse-surface au besoin, afin de maintenir un contrôle efficace du navire. Par ailleurs, il est clair qu'il ne faudrait pas s'attendre à recourir à ces techniques ou procédures si la vitesse du vent est supérieure à 15 nœuds, et particulièrement si le vent provient du quadrant nord-est (hanche tribord) lors des transits entrants. Sur la base des données historiques des vents de l'Ile-Rouge et de Pointe-de-l'Islet, datant de 20 ans, les vents compatibles aux conditions de passage à faible vitesse qui sont comparables à ceux mis à l'essai, soufflent plus de 75 % du temps.

Il convient aussi de souligner que ces essais excluaient le remorqueur d'escorte attaché, car ils visaient uniquement à déterminer, dans les conditions idéales, la puissance minimale du moteur/de l'arbre et l'action du gouvernail, qui seraient nécessaires au contrôle du navire, ainsi qu'à déterminer si une réduction de ces éléments entrainait une réduction notable du bruit généré. Les données relatives à la vitesse de rotation de l'hélice, l'angle du gouvernail, la vitesse et la position du navire lors de chaque exercice de simulation ont été enregistrées aux fins d'utilisation dans un programme informatique différent, en vue de calculer le bruit hydrique généré.

Confidentiel

D'une manière générale, on a constaté qu'il était possible de maintenir le contrôle du cap et de la position du méthanier Q-FLEX à des niveaux acceptables, pendant tous les transits à faible vitesse simulés. L'accent a été mis sur la réalisation des essais dans la partie la plus étroite du chenal, dans la portion délimitée à l'est par les bouées 3 et 4 et à l'ouest par les bouées 7 et 8. Il a été observé que les passages à des vitesses-surface inférieures à 8 nœuds pouvaient être effectués en toute sécurité, à condition que les vents proviennent de l'ouest à une vitesse maximale de 15 nœuds, à la fois avec des courants entrants et sortants à une vitesse maximale de 2,5 nœuds.

3.4.1 Observations sur les transits avec machines et gouvernails

Six entrées au total ont été effectuées dans l'estuaire du Saguenay afin d'examiner le niveau de contrôle du cap et de la position dont dispose le pilote lorsque les deux arbres sont réglés à une vitesse de 39 tours/minute, pour une vitesse-surface de 8 nœuds. Les conditions de marée s'étendent sur une période approximative de 60 minutes dans chaque sens de passage ; sens du courant entrant au courant sortant, à la marée basse (passage au flot) et à la marée haute (passage au jusant). Pendant cinq de ces essais, le vent a été réglé selon les conditions ambiantes, soit 295 °@15 nœuds, et un essai comparatif a été réalisé à une vitesse de vent de 25 nœuds venant du 045°. Lors des cinq essais réalisés à une vitesse de vent de 15 nœuds venant du 295 °, le niveau du contrôle du cap et de la position était très bon. Dans les conditions d'essai, l'angle de dérive du navire ne dépassait pas 3 °, et de manière générale, le navire était contrôlé avec des angles de gouvernails de 5° ou moins. Il a été relevé que la condition la plus favorable à l'entrée (avec une petite marge) était probablement à la phase finale du courant entrant liée à l'approche de la marée haute ; ceci permet aussi d'avoir la plus grande marge de manœuvre dans le chenal. Des explications complémentaires à ces observations sont fournies aux illustrations 18 à 21 ci-dessous :

Confidentiel

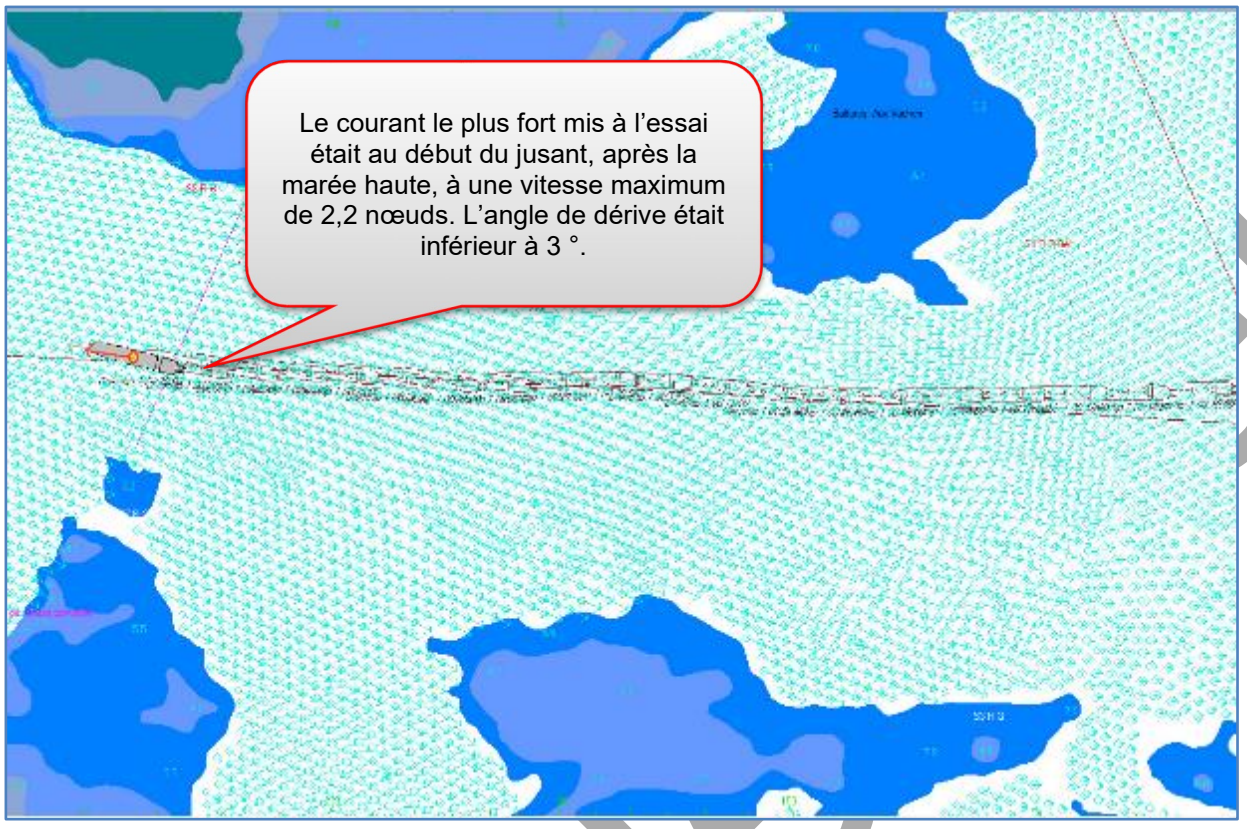


Illustration 18 : Entrée dans le Saguenay — Vitesse de transit de 8 nœuds, début du jusant, vitesse courant 2,2 nœuds.



Illustration 19 : Angles de barre appliqués — transit à une vitesse de 8 nœuds, avec une vitesse maximale de courant sortant de 2,2 nœuds.

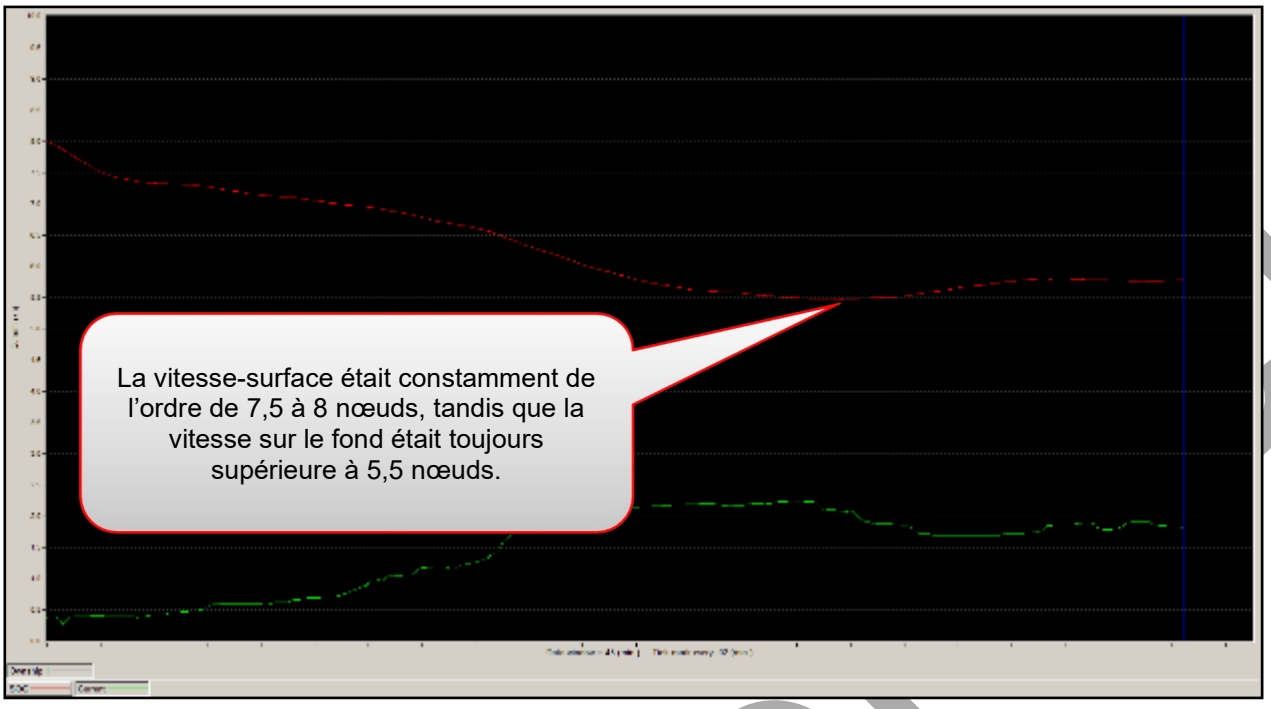


Illustration 20 : Vitesse sur le fond et vitesse du courant — transit à une vitesse de 8 nœuds – vitesse du courant sortant 2,2 nœuds.

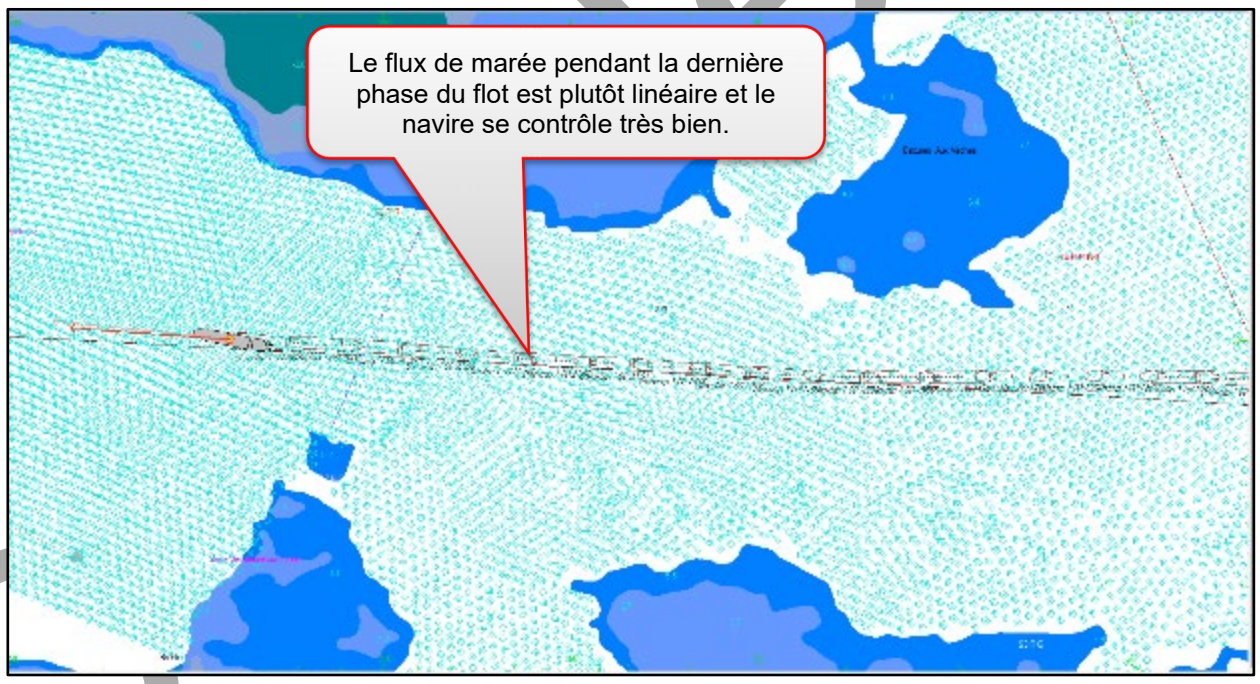


Illustration 21 : Condition d'entrée privilégiée avec la vitesse du courant entrant de 0,5 à 0,8 nœud.

Aux fins de comparaison, un exercice de simulation a également été réalisé avec des vents du nord-ouest de 25 nœuds, et une heure plus tard, avant le cycle de flot, lorsque le courant a atteint 3 nœuds pendant une courte durée. Le navire se déplaçait d'abord à 11 nœuds, puis le régime moteur a été réglé (arbre) à 37 tours/minute lorsqu'il passait devant la bouée K54. Dans ce cas, l'angle de dérive du navire atteignait 20 ° et il fallait tourner le gouvernail à un angle de plus de 15° afin de maintenir le navire sur l'alignement. Même si le contrôle de la position restait bon avec des vents forts poussant sur la hanche

et des courants dépassant 2,5 nœuds, il est clairement illustré à quel point la marge de manœuvre est réduite lorsque les angles de gouvernail s'approchent du maximum. Voir Illustrations 22 et 23 ci-dessous :

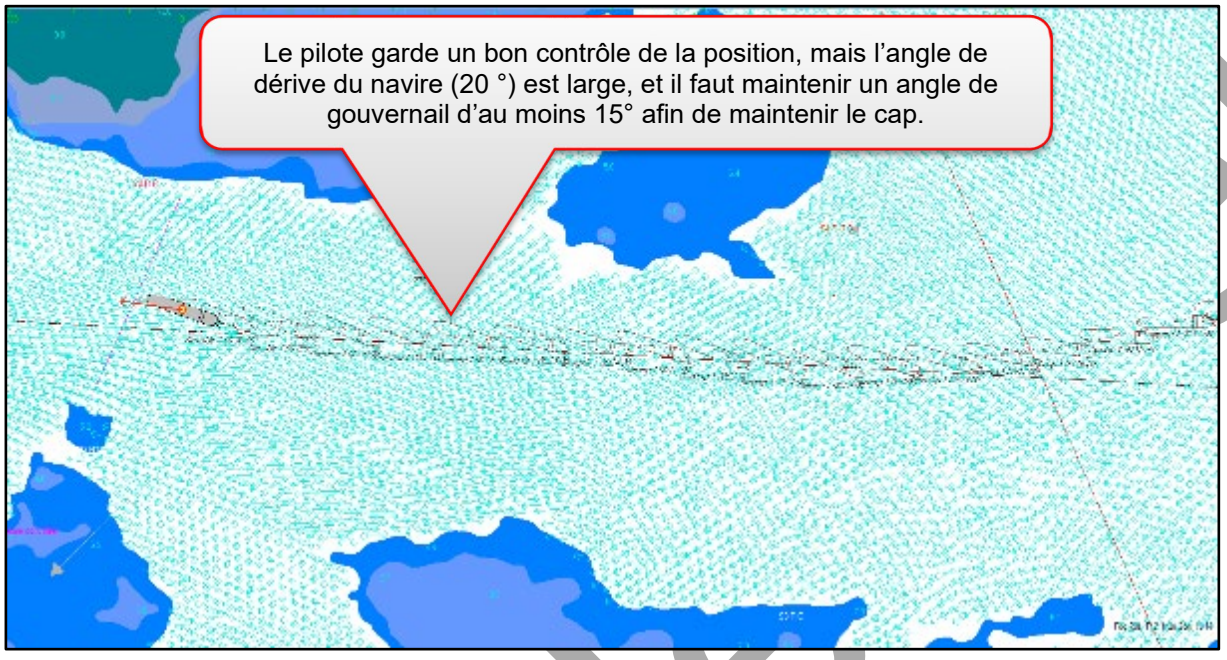


Illustration 22 : Entrée à une vitesse de 8 nœuds, vents de 25 nœuds poussant sur la hanche et courant de flot au plus fort de 3 nœuds



Illustration 23 Angles de barre ordonnés — Entrée à une vitesse de 8 nœuds avec des vents de 25 nœuds poussant sur la hanche.

Un autre exercice de simulation a été réalisé en utilisant continuellement les deux lignes d'arbre à une faible vitesse, cette fois à en avant très lente, à un régime de 27 tours/minute. Il a été constaté qu'à l'arrivée du flot, il y avait seulement une faible

réduction de l'efficacité du contrôle du cap et de la position, contrairement au passage à une vitesse de 8 nœuds, où le gouvernail devait être maintenu à des angles allant jusqu'à 15 ° pour gouverner le navire. À l'extrémité ouest du chenal, la vitesse-surface du navire a été réduite à 5 nœuds. Voir illustrations 24 à 26 ci-dessous :

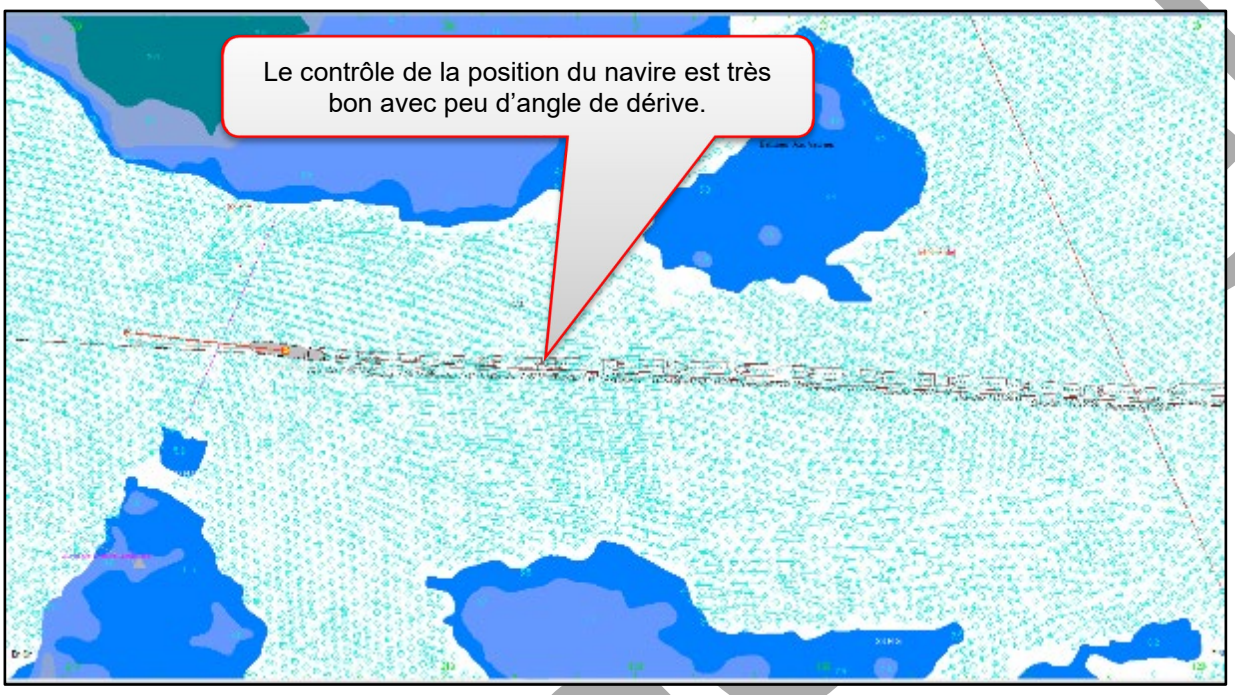


Illustration 24 : Entrée à en avant très lente avec courant de flot de 0,7 nœud et vent de 15 nœuds venant du 295°



Illustration 25 : Angle de barre ordonné - Entrée à en avant très lente avec courant de flot de 0,7 nœud.

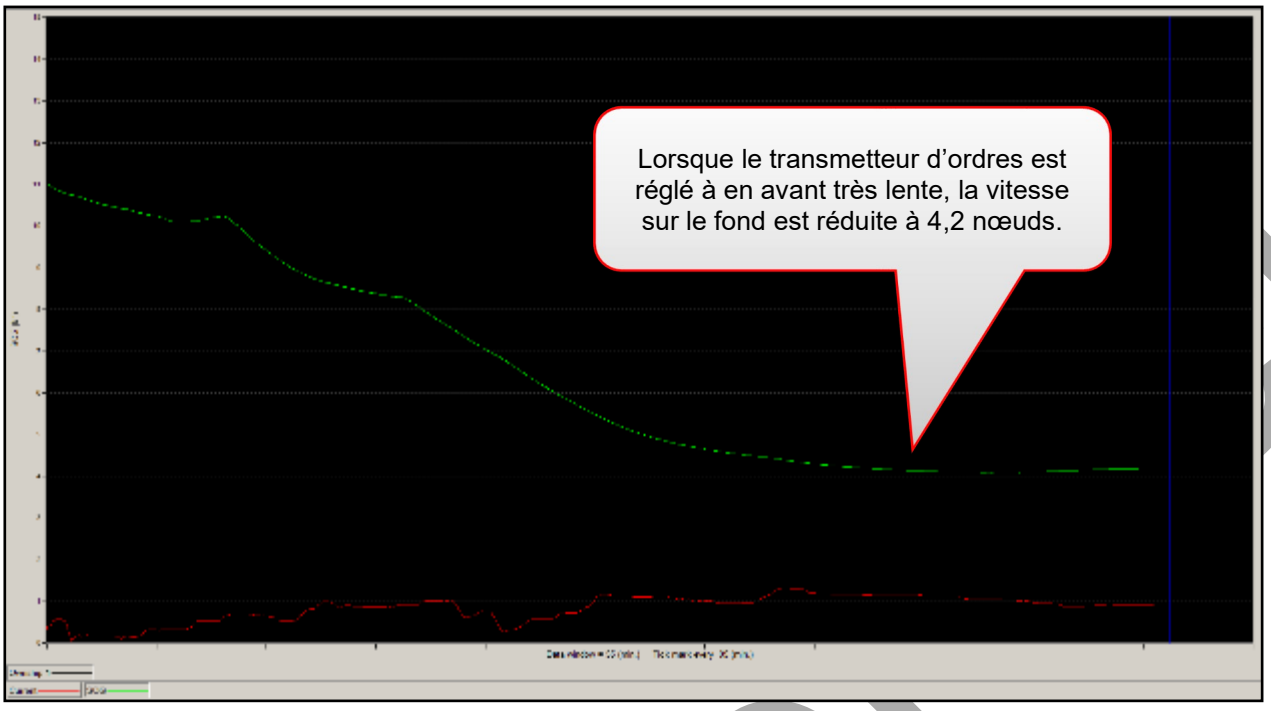


Illustration 26 : Vitesse du navire et du courant - Entrée à en avant très lente avec courant de flot de 0,7 nœud.

3.4.2 Observations sur le transit à partir d'un seul arbre ou moteur

Étant donné qu'il était possible de maintenir un très bon contrôle du navire Q-FLEX lorsque le transmetteur d'ordres machine était réglé à en avant très lente sur les deux arbres, un exercice de simulation a aussi été réalisé lorsque l'arbre tribord a été mis à l'arrêt, et l'arbre bâbord laissé à en avant très lente donnant des révolutions de l'arbre de 27 tours/minute. Pour ce passage, où le courant de flot était de 0,7 nœud, le contrôle du cap et de la position restait efficace. La seule réduction notable par rapport au contrôle était celle de la vitesse de transit lorsque la vitesse-surface a été réduite à un minimum de 3,2 nœuds. Voir illustrations 27 à 29 ci-dessous :

Confidentiel

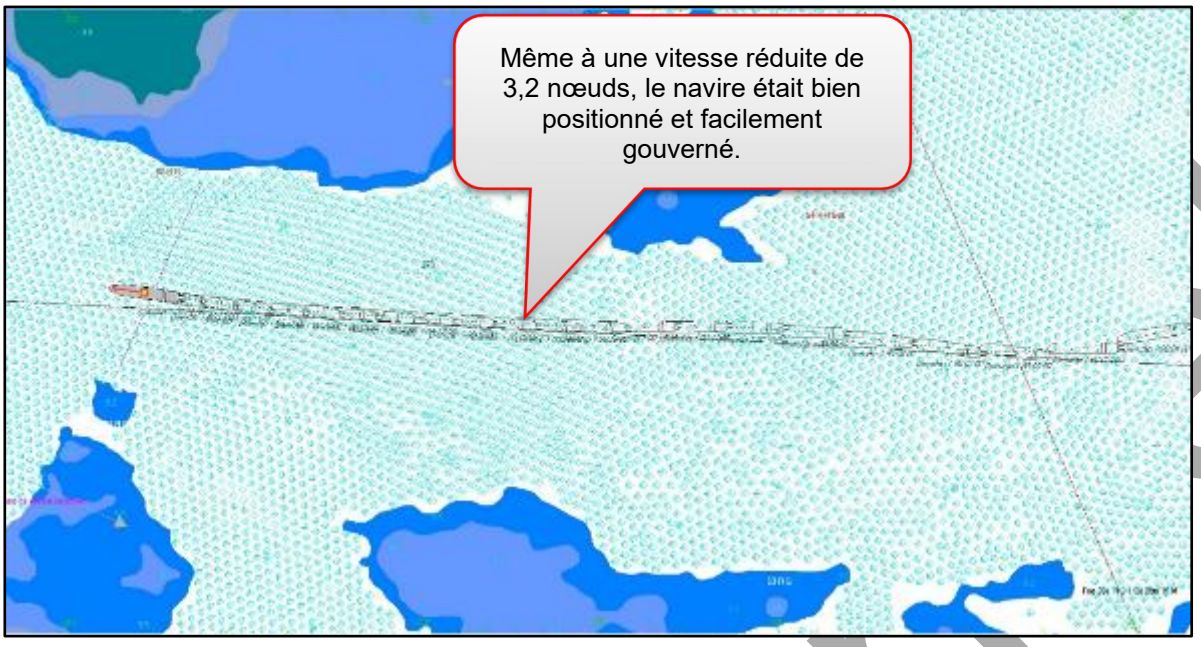


Illustration 27 : Vitesse à en avant très lente sur l'arbre bâbord, avec un courant de flot de seulement 0,7 nœud



Illustration 28 : Angle de barre ordonné — En avant très lente sur l'arbre bâbord uniquement

Copyright

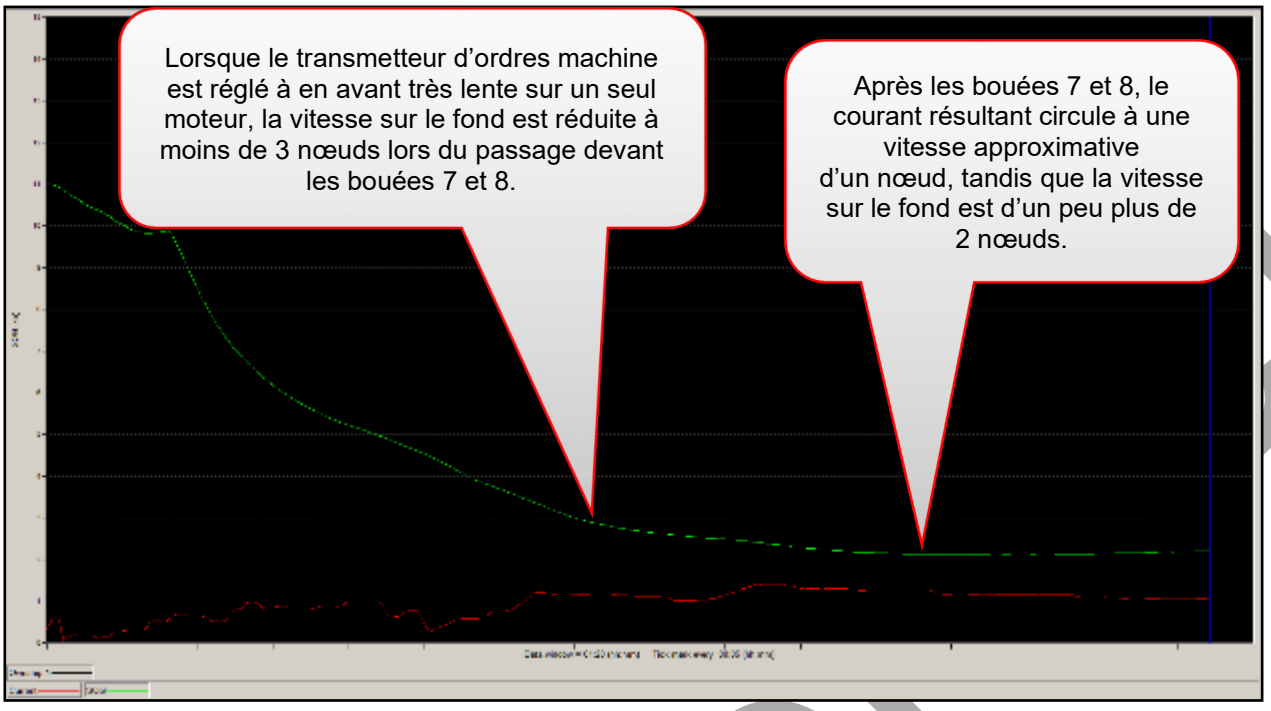


Illustration 29 : Vitesse sur le fond du navire et vitesse du courant — En avant très lente sur l'arbre bâbord uniquement

3.4.3 Observations sur le concept des périodes d'erre sans propulsion et les augmentations et diminutions du régime moteur

Cinq simulations ont été effectuées, trois entrées et deux sorties, au cours desquelles les machines furent arrêtées aussi longtemps que le navire pouvait courir sur son erre avant de remettre les machines en marche (soit sur un ou deux arbres). Dans tous les cas, le pilote maintenait un niveau acceptable de contrôle du cap et de la position.

Le concept mentionné en rubrique n'est pas nouveau pour les pilotes du Bas Saint-Laurent. En fait, la technique employée lors de ces exercices de simulation était en quelque sorte semblable à une pratique utilisée sur les grands vraquiers *Cape Size*, qui doivent être utilisés pendant les périodes de marée (en raison de la hauteur de la marée et du dégagement sous-quille) lors de l'appareillage de ces navires chargés. Ces navires quittent Québec avec un tirant d'eau en charge de 15 mètres au jusant, et doivent ensuite s'arrêter dans l'aire de mouillage de Saint-Jean et attendre la prochaine marée haute avant d'aller plus loin en aval de la rivière. Au fur et à mesure que ces grands navires (capacité d'environ 165 000 tonnes) se rapprochent de l'aire de mouillage de Saint-Jean, les pilotes doivent progressivement réduire la vitesse du navire, pour s'assurer de maintenir le contrôle du cap et de la position, et veiller à ce que la vitesse-surface du navire soit aussi faible que possible. En ce qui concerne les navires *Cape Size*, une fois que la vitesse-surface est réduite au maximum et que la position du navire est adéquate, les pilotes le font ensuite pivoter vers le courant sortant (dont la vitesse est de 2,5 à 3,5 nœuds). Une fois que les pilotes l'ont fait pivoter nez dans le courant de jusant, la vitesse sur le fond du navire peut alors être réduite et il peut jeter l'ancre en toute sécurité sans exercer trop de pression sur la chaîne d'ancrage du navire. Il a été observé que ce type de manœuvre à bord d'un grand vraquier à une hélice est plus complexe que les manœuvres effectuées lors de ces exercices de simulation. Ceci confirme aussi le fait

Confidentiel

que dans la vie réelle, il est possible d'effectuer des manœuvres à faible vitesse, de manière sécuritaire et efficace lors des passages en aval.

Avec un navire Q-FLEX à deux hélices et un courant portant variant entre 0,4 et 2,2 nœuds, le navire gardait un bon contrôle du cap et de la position lorsque ce dernier se trouvait dans une zone où le flux de marée est relativement linéaire. Lors des simulations d'accostage, il a été constaté qu'en raison de la transition entre les courants sortant et entrant, qui survient à proximité des bouées 7 et 8, il fallait régulièrement donner de courtes augmentations du régime moteur lorsque le navire se trouvait à l'ouest de ce point. La plus longue distance parcourue sans propulsion a été atteinte lors d'une simulation d'appareillage, avec un courant sortant (jusant) et un vent d'ouest-nord-ouest, lorsque le navire s'est déplacé sur une distance de 3400 mètres sans mettre en marche les moteurs. Voir illustrations 30 à 33 ci-dessous :

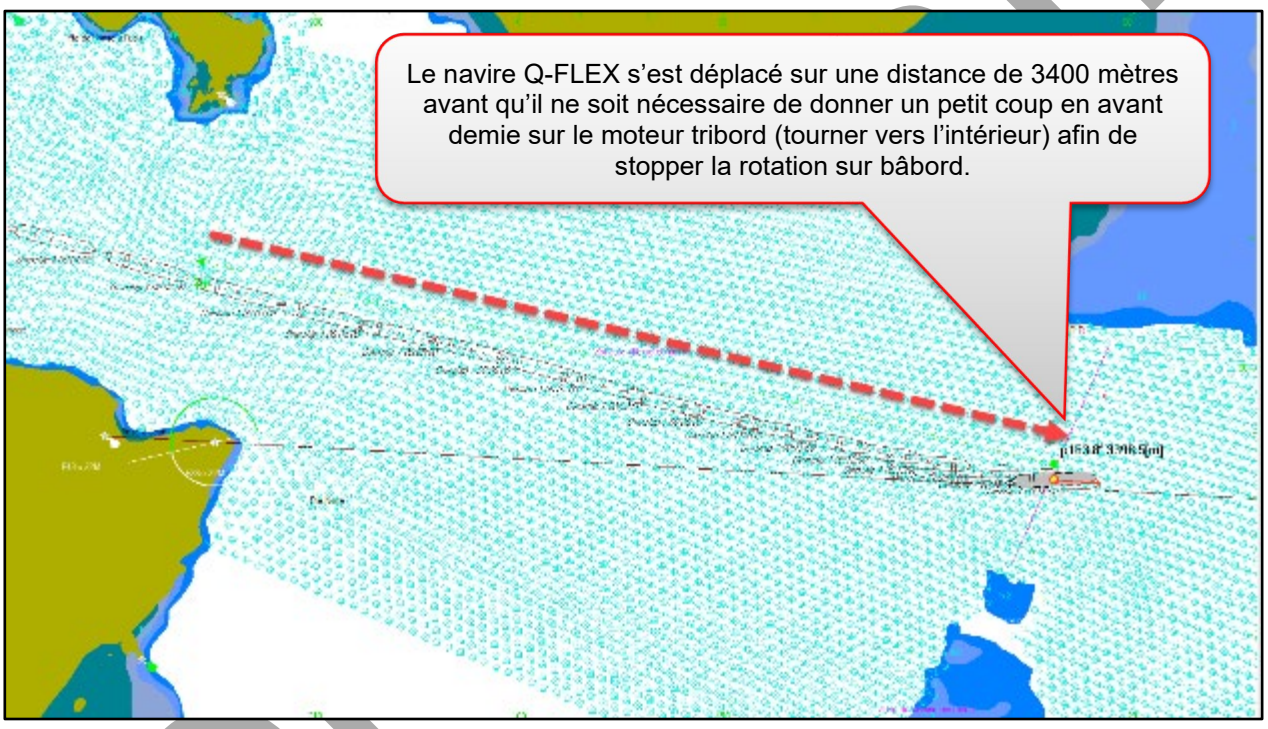


Illustration 30 : Q-FLEX sortant, avec un courant de jusant de 2 nœuds et un vent ONO de 15 nœuds

Confidentiel

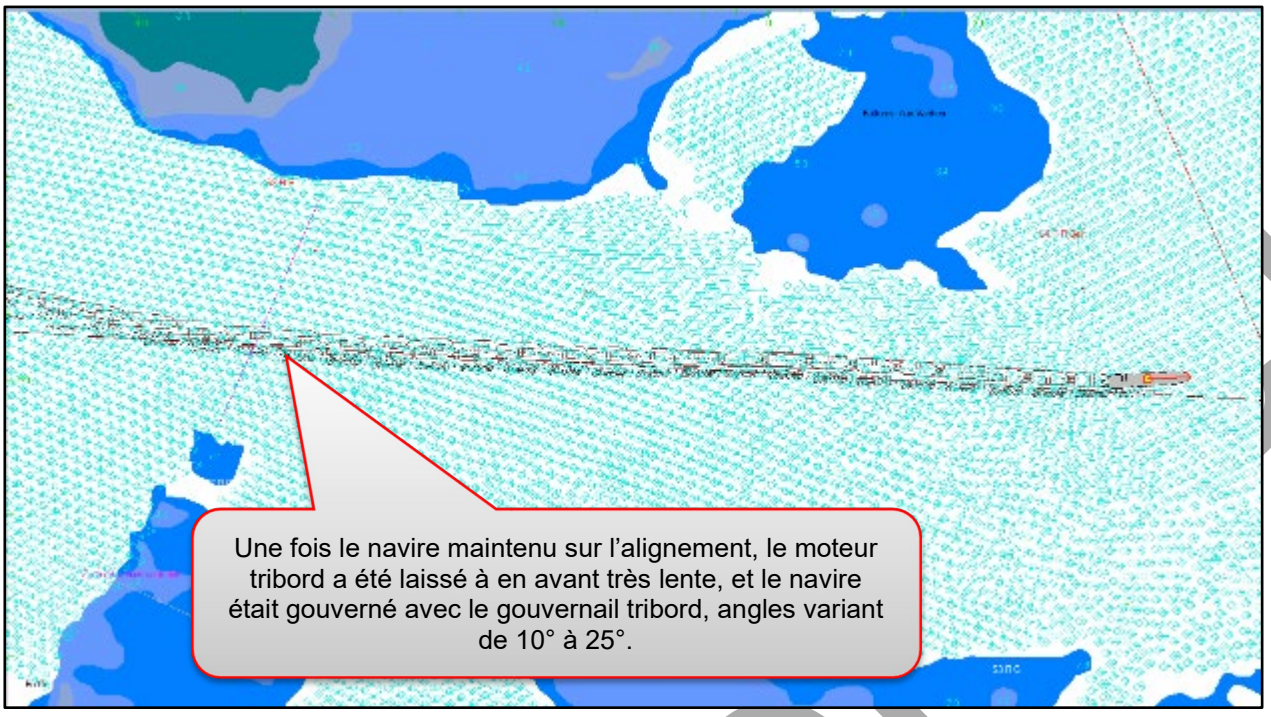


Illustration 31 Navire Q-FLEX sortant avec moteur tribord réglé à en avant très lente

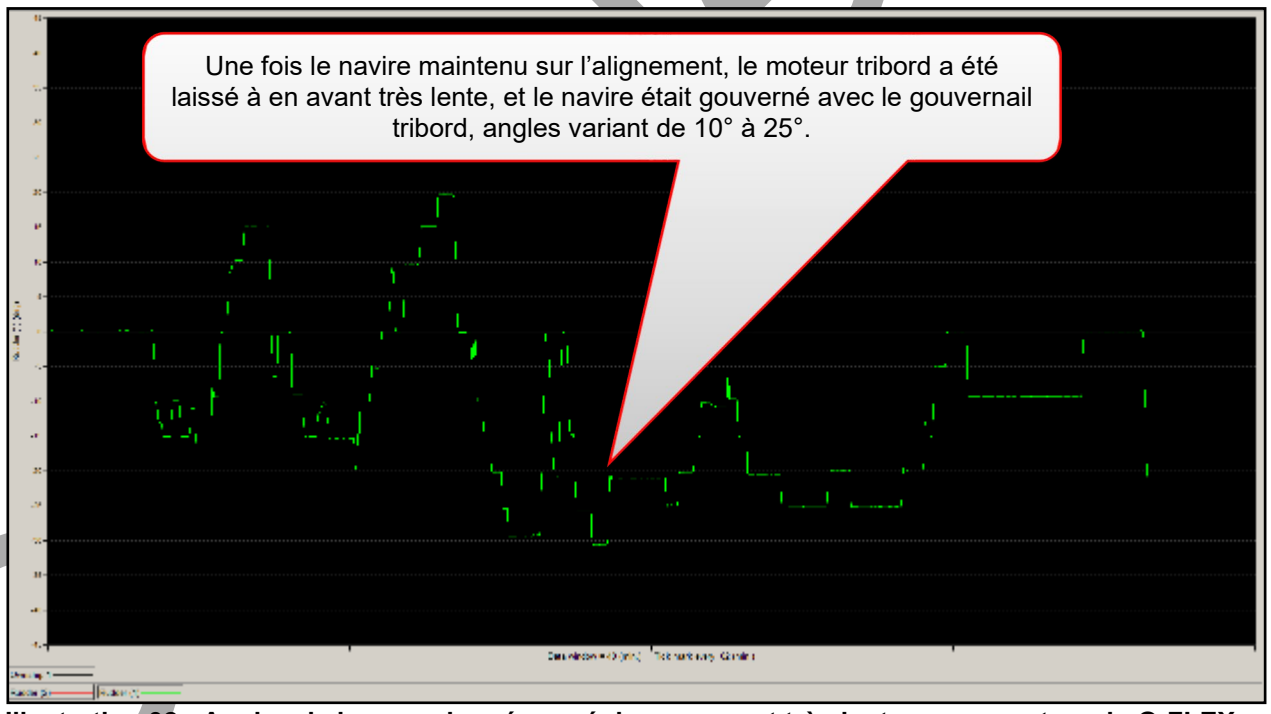


Illustration 32 : Angles de barre ordonnés — régime en avant très lente sur un moteur du Q-FLEX



Illustration 33 : Vitesse du navire sur le fond et vitesse du courant — Q-FLEX sortant

3.4.4 Observations générales sur les transits à faible vitesse

Toutes les techniques de transit à faible vitesse qui ont été mises à l'essai ont permis au pilote de maintenir un niveau acceptable de contrôle du navire, et aucune d'elle ne présente un niveau élevé de risque, car leur utilisation est facultative et le pilote peut à tout moment utiliser le système de propulsion au besoin afin de prendre le contrôle du navire. D'un point de vue pratique, il a été estimé que la mise en marche et à l'arrêt du système de propulsion était efficace seulement avec un courant portant, car lorsque le navire fait face au courant, la durée pendant laquelle le moteur ou l'arbre peut rester à l'arrêt est très courte. De plus, les premiers résultats de profil du bruit ont révélé qu'en termes de bruit sous-marin généré, il est très peu avantageux de mettre en marche et à l'arrêt le système de propulsion. Ainsi, d'un point de vue pratique, et afin de réduire les risques (éviter la mise en marche et à l'arrêt du moteur), il s'avère que les meilleures stratégies de réduction du bruit soient celles qui consistent à laisser tourner les moteurs ou les arbres à un régime constant, à une vitesse maximale de 8 nœuds.

3.5 Observations relatives à la phase 3 — Généralités

Les exercices de simulation réalisés à la phase 3 visaient essentiellement à déterminer s'il y avait des différences importantes en matière de capacités et de résultats de manœuvres sur un méthanier à deux hélices de 177 000 m^3 (identifié comme le « navire type »), par rapport au plus grand navire Q-FLEX à deux hélices ou à des navires similaires de 177 000 m^3, mais à une hélice, qui ont été utilisés lors des exercices de simulation réalisés aux phases un et deux.

Dans l'ensemble, il a été constaté que le navire à deux hélices de 177 000 m^3 était un peu moins sujet à la dérive et la rotation provoquées par le vent que le navire Q-FLEX, et

Confidentiel

qu'avec un système à double propulsion, sa stabilité directionnelle et son système de direction étaient meilleurs que sur le navire à une hélice. Doté d'un système de propulsion entièrement redondant, il est très peu probable qu'une panne d'électricité complète ou une panne simultanée des deux gouvernails surviennent sur le navire type. Il a été illustré lors des simulations de transits, lorsqu'une ligne d'arbre était en panne, qu'en général, il était possible de maintenir le contrôle du cap et de la position en utilisant l'autre ligne d'arbre et le gouvernail du navire sans recourir à un remorqueur de port. Pour maintenir un niveau élevé de contrôle pendant de forts vents en cas de panne d'un gouvernail, il fallait utiliser un remorqueur attaché à la poupe. Toutes les manœuvres d'accostage et d'appareillage étaient réalisées avec une très grande précision, à l'aide de trois remorqueurs de 65 tonnes ou de deux remorqueurs d'escorte de 90 tonnes, et la plupart des manœuvres ne nécessitaient qu'une faible puissance sur le troisième remorqueur. Ces résultats, ainsi que les exigences connexes relatives au remorqueur de port sont décrits en détail dans les sous-sections suivantes.

3.5.1 Observations sur les transits à l'embouchure de la rivière sans remorqueur d'escorte attaché

Les simulations effectuées à la phase 1 consistaient essentiellement à établir les pires cas de limites environnementales liées aux passages à l'embouchure du Saguenay (particulièrement la zone délimitée à l'est par la bouée K54 et à l'ouest par la bouée de chenal et le Cap Noir). Les simulations effectuées à la phase 2 ont démontré que si les transits d'un navire Q-FLEX sont effectués pendant les conditions de marée privilégiées et des conditions normales de vent (vent dominant de 295° à une vitesse de 15 nœuds), il pourrait être manœuvré avec un niveau élevé de contrôle du cap et de la position, à des vitesses de passage de 8 nœuds, sans remorqueur d'escorte.

À partir de ces résultats et observations, les essais réalisés à la phase 3 à l'embouchure du Saguenay visaient à déterminer les faits suivants :

- Étant donné que dans le cadre de la stratégie de réduction des risques encourus au terminal, la procédure opérationnelle consistera à passer dans le chenal balisé à l'embouchure de la rivière uniquement durant les périodes d'étale de basse mer, quel niveau de contrôle pourrait atteindre le navire à deux hélices de 177 000 m^3, à une vitesse de transit planifié de 8 nœuds (ou moins), avec des vents de 30 nœuds sur la hanche ;
- Compte tenu de la redondance intrinsèque de son système de propulsion, pourrait-il faire face à une panne du système de gouverne ou de propulsion d'un seul moteur (c.-à-d. côté bâbord seulement) et toujours être contrôlé à partir d'un seul arbre ou d'un seul gouvernail ; et
- Si le remorqueur d'escorte attaché était nécessaire, et quelle puissance de moteur était nécessaire pour contrôler le navire dans les pires scénarios de situations d'urgence.

Au total, six passages de navires entrants ont été effectués sans remorqueur de port. En cas de panne du système de propulsion sur un seul côté, le pilote augmentait simplement le régime d'arbre de 27 à 45 tours/min et parvenait à maintenir un bon contrôle du système de direction, même lorsque la vitesse des vents était de 30 nœuds sur la hanche. Les pannes survenant sur un seul gouvernail se sont avérées plus compliquées, car, lorsque

Confidentiel

la vitesse des vents était de 30 nœuds, les deux gouvernails devaient être mis à un angle de 25 ° pour maintenir le cap. Lorsque le gouvernail tribord subissait une panne alors qu'il était à un angle de 30° tribord, la giration du navire augmentait rapidement vers tribord et le pilote était obligé de battre en arrière demie sur le moteur tribord et d'ordonner en avant toute sur le moteur bâbord, tout en mettant bâbord toute sur le gouvernail de bâbord afin de contrôler l'embardée sur tribord. Le pilote parvenait à stabiliser le navire uniquement lorsque sa vitesse-surface était supérieure à 10 nœuds. Voir illustrations 34 à 36 ci-dessous :

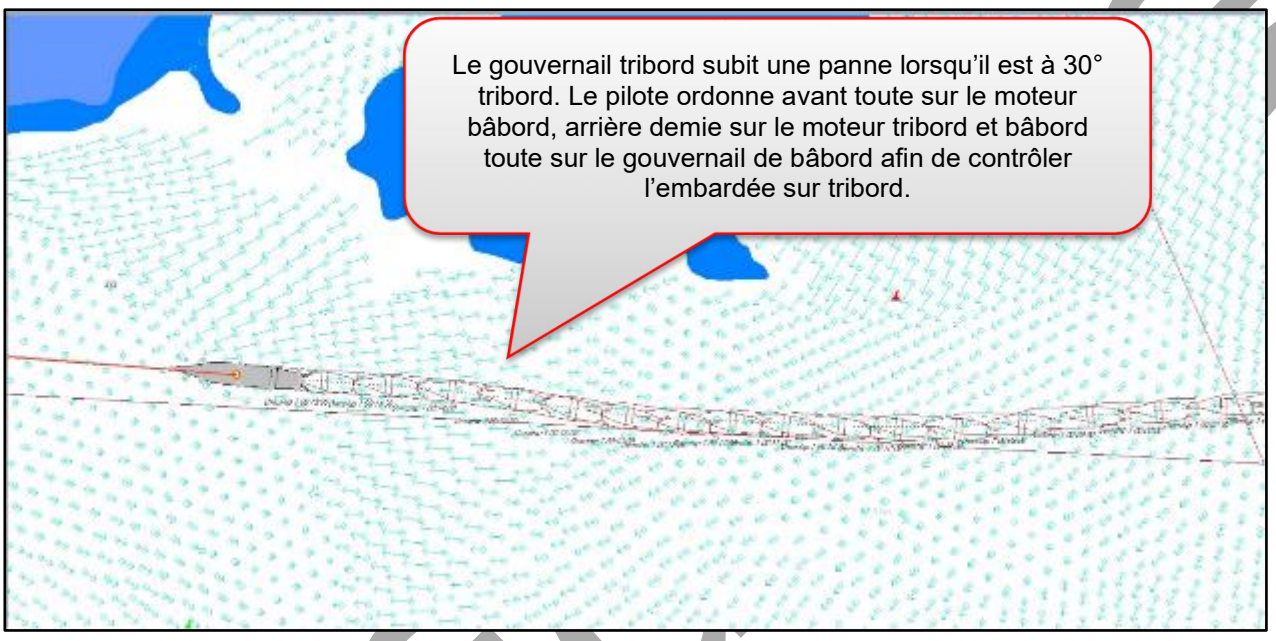


Illustration 34 : Tracé de l'enregistreur de route illustrant le gouvernail tribord coincé à un angle de 30 ° à tribord avec vent de 30 nœuds venant du 045°



Illustration 35 : Angle du gouvernail — Panne du gouvernail de tribord

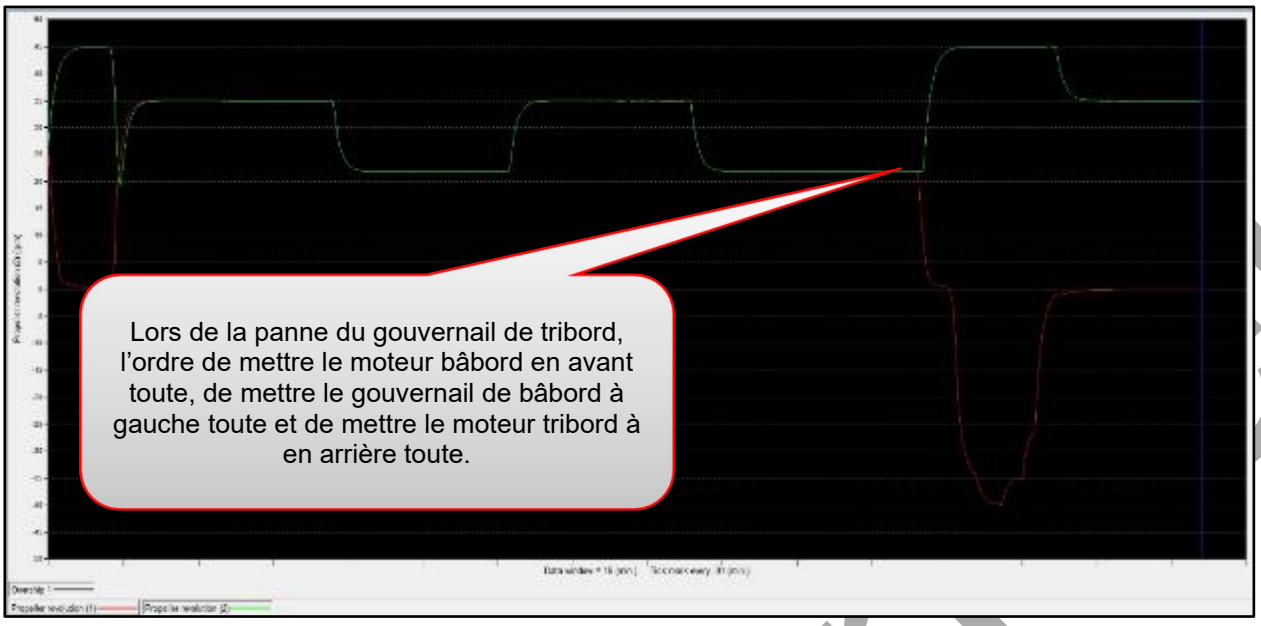


Illustration 36 : Révolutions de l'hélice — Panne du gouvernail de tribord

Un autre essai a été réalisé lorsque la vitesse du vent était réduite à 25 nœuds, venant du 045°, et le gouvernail tribord tombait en panne, barre à zéro. Dans ce cas, la giration a été stoppée et le contrôle de la position restait bon. Cependant, le gouvernail bâbord était à 35 ° la plupart du temps afin de maintenir le contrôle du cap en ordonnant que l'arbre bâbord soit mis en avant toute. Voir illustrations 37 et 38 ci-dessous :

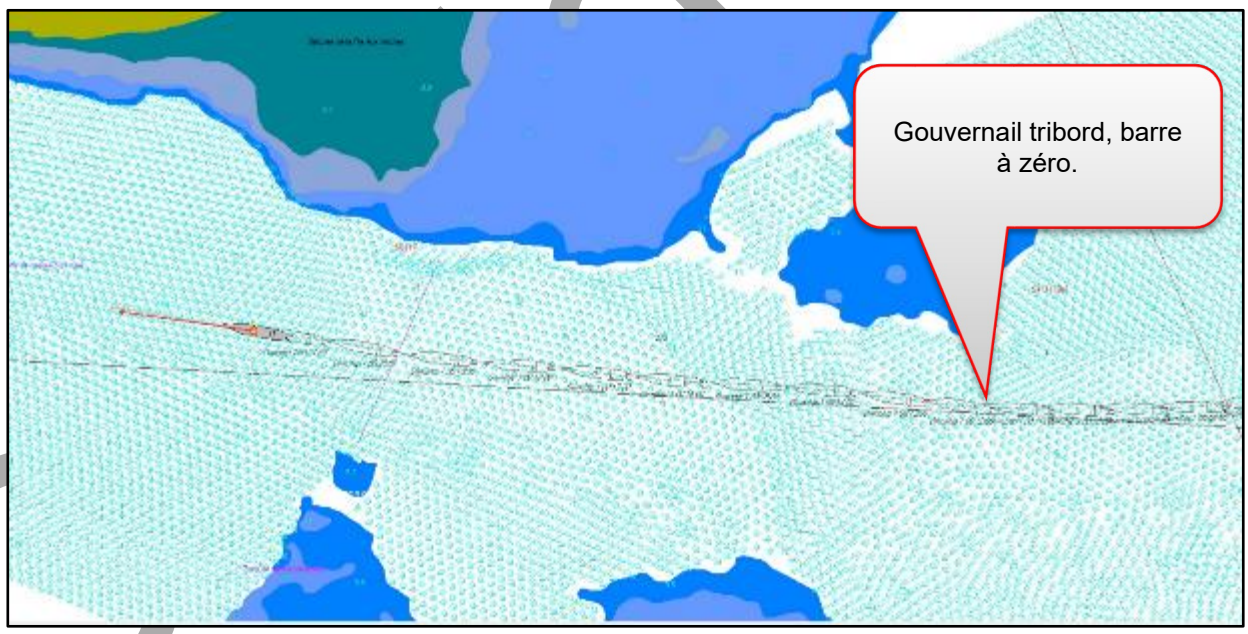


Illustration 37 : Gouvernail tribord bloqué, barre à zéro, vent de 25 nœuds venant du 045°



Illustration 38 : Panne du gouvernail tribord barre à zéro – Angles du gouvernail bâbord qui en résultent

Même si pendant ces essais le navire était maintenu dans le chenal, on estime que le niveau de contrôle était loin d'être idéal.

3.5.2 Observations sur les transits à l'embouchure de la rivière avec remorqueur d'escorte attaché

La prochaine étape de l'évaluation consistait à déterminer comment l'utilisation d'un remorqueur attaché à la poupe affecterait le niveau de contrôle des manœuvres. Cet essai avait pour second objectif de déterminer, dans le cadre des stratégies de réduction du bruit, si le remorqueur attaché pouvait fonctionner moteur embrayé, mais en mode attente (conditions normales de passage) et être en fait remorqué par le méthanier, sans effet nocif sur le méthanier ni sur le remorqueur. Pour le premier exercice de simulation avec le remorqueur attaché, les vents ont à nouveau été réglés à 30 nœuds venant du 045°, et le gouvernail tribord du navire est tombé en panne à un angle de 10 °. Lorsque le gouvernail est tombé en panne, le pilote a d'abord attendu afin de déterminer s'il pouvait contrôler l'embardée de cap du navire à partir d'un seul gouvernail, mais lorsqu'il s'est rendu compte que la vitesse de giration mettait du temps à diminuer, il a ordonné au remorqueur de tirer au maximum de façon indirecte sur tribord ce qui a rapidement contrôlé la giration du navire. Le remorqueur a ensuite été utilisé en appui aux forces produites par le gouvernail et pour contrôler efficacement le système de gouverne, sans avoir besoin de mettre en avant toute. Voir Illustrations 39 et 40 ci-dessous :

Confidentiel

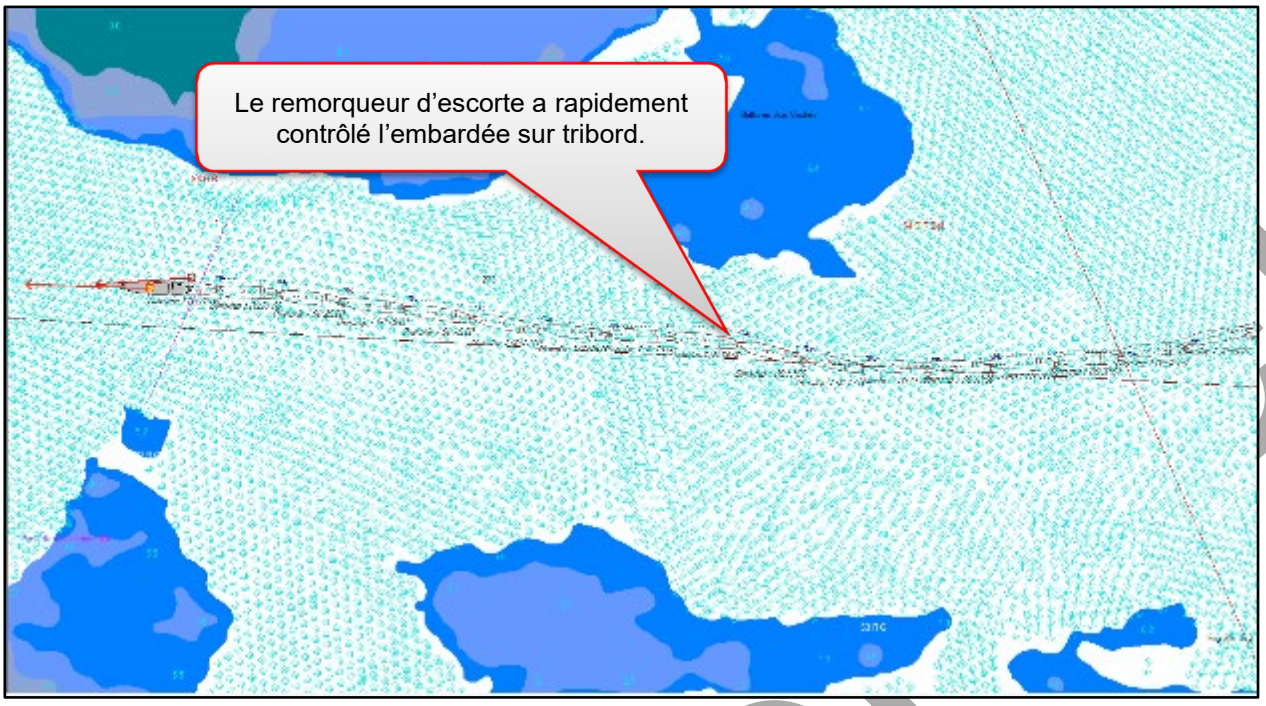


Illustration 39 : Panne du gouvernail tribord à 10° sur tribord — vent de 30 nœuds venant du 045°

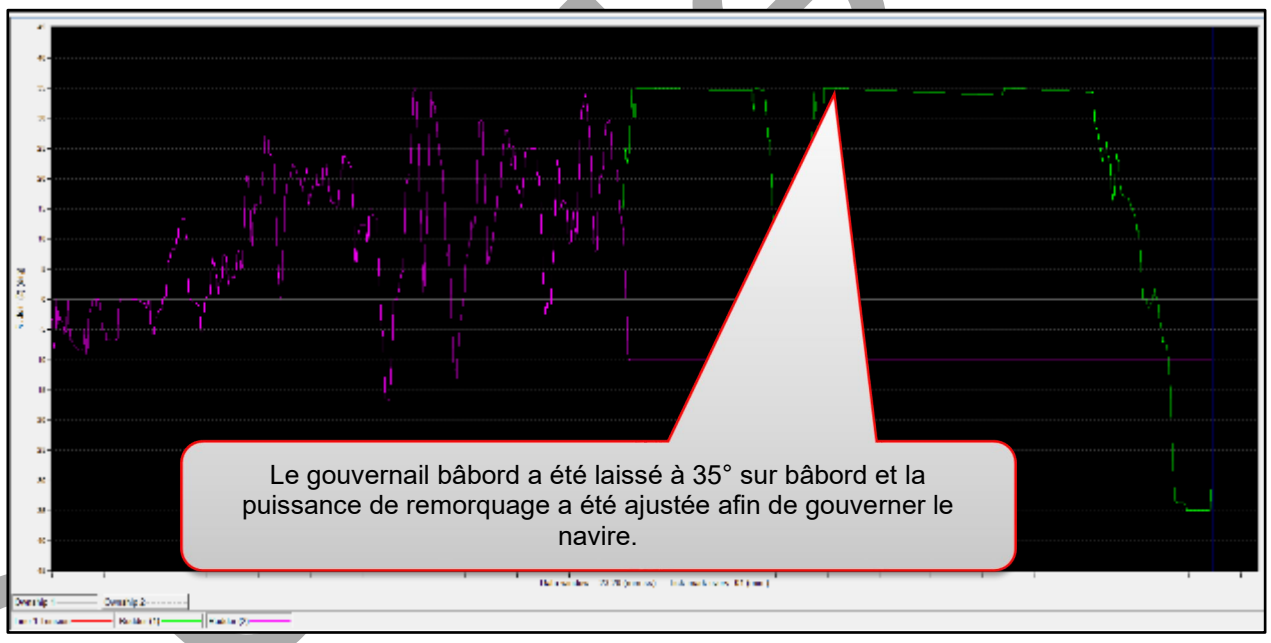


Illustration 40 : Panne du gouvernail tribord à 10° sur tribord — remorqueur d'escorte attaché.

D'autres essais ont ensuite été réalisés avec le gouvernail tribord en panne à 35° sur tribord avec des vents de 30 nœuds sur la hanche. Dans ce cas, le gouvernail de bâbord a été mis à gauche toute en même temps que le moteur bâbord mis en avant toute et que le remorqueur d'escorte a tiré au maximum de façon indirecte, permettant ainsi d'arrêter rapidement la giration sur tribord. Une fois le cap du navire stabilisé, la puissance du remorqueur a été réduite, et le navire était très bien contrôlé grâce au remorqueur d'escorte et au gouvernail bâbord. Voir illustrations 41 à 43 ci-dessous :

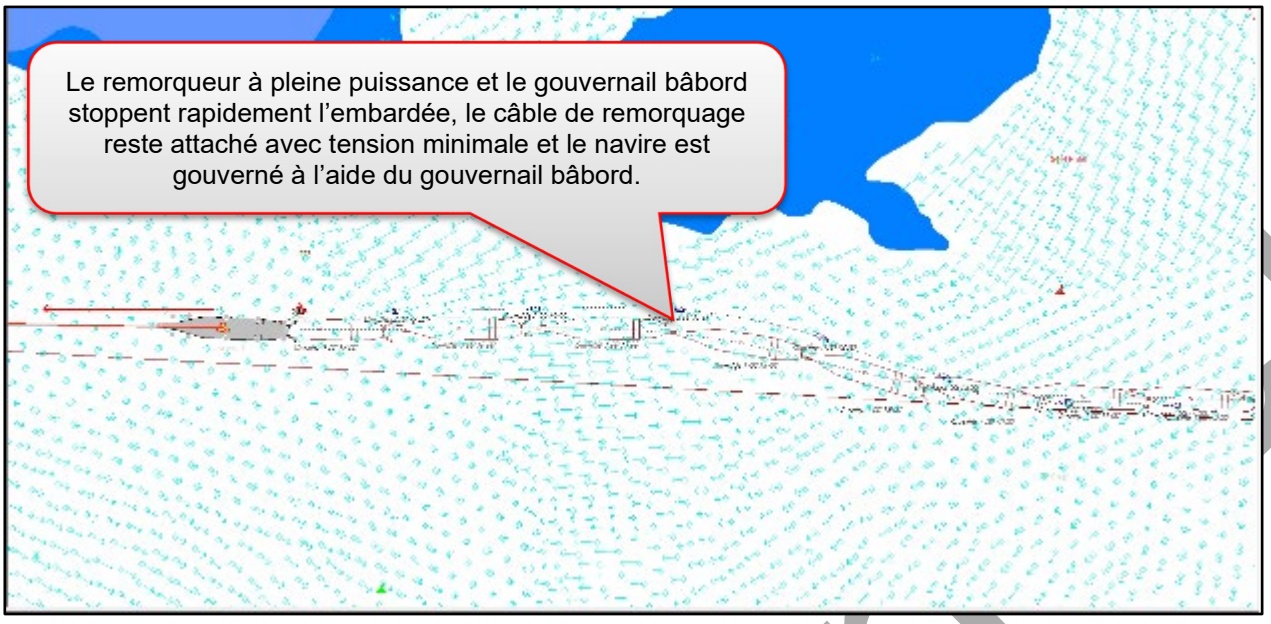


Illustration 41 : Panne du gouvernail tribord à 35° – remorqueur d'escorte attaché, vent de 30 nœuds venant du 045°

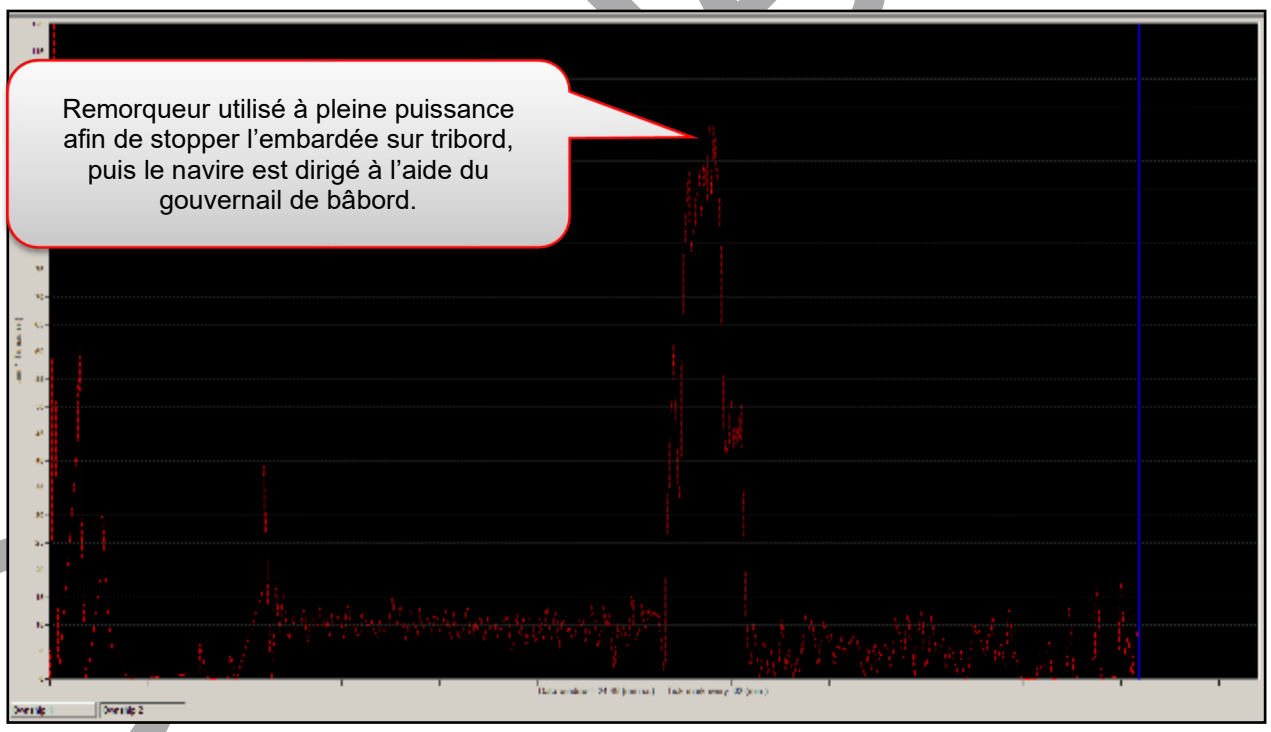


Illustration 42 : Panne du gouvernail tribord à 35 ° à tribord — Tension du câble de remorqueur

Copyright



Illustration 43 : Panne du gouvernail tribord à 35 ° à tribord — Angles de gouvernail appliqués

Enfin, afin d'examiner le pire scénario (quoique très peu probable) une simulation de transit a été effectuée avec une panne des deux gouvernails à 35 ° tribord. Dans ce cas, les deux arbres ont d'abord été mis à l'arrêt afin de réduire le débit d'eau s'écoulant sur les gouvernails, et le pilote a ordonné au remorqueur de tirer au maximum de façon indirecte sur tribord. Le remorqueur a pu stopper la giration à tribord du navire, et étant donné que les machines étaient arrêtées et que le pilote a ordonné de mettre le moteur tribord en arrière, le navire a ralenti. Ensuite, le remorqueur a reçu l'ordre de tirer directement en ligne pour ajuster le cap du navire afin que, subissant le courant de flot, il puisse être en dérive contrôlée sur une route parallèle à l'alignement d'entrée. Voir illustrations 44 à 46 ci-dessous :

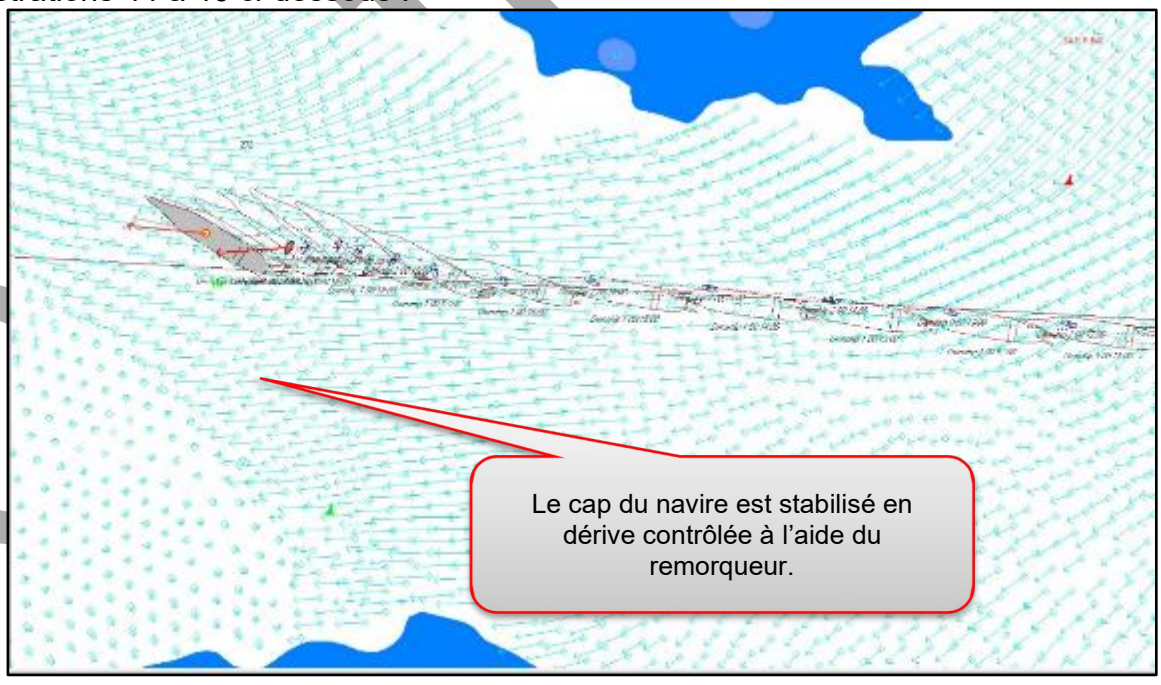


Illustration 44 : Panne des deux gouvernails à 35 ° à tribord — Vent de 30 nœuds venant du 045°

Confidentiel



Illustration 45 : Panne des deux gouvernails à 35 ° à tribord — Puissance de remorqueur appliquée

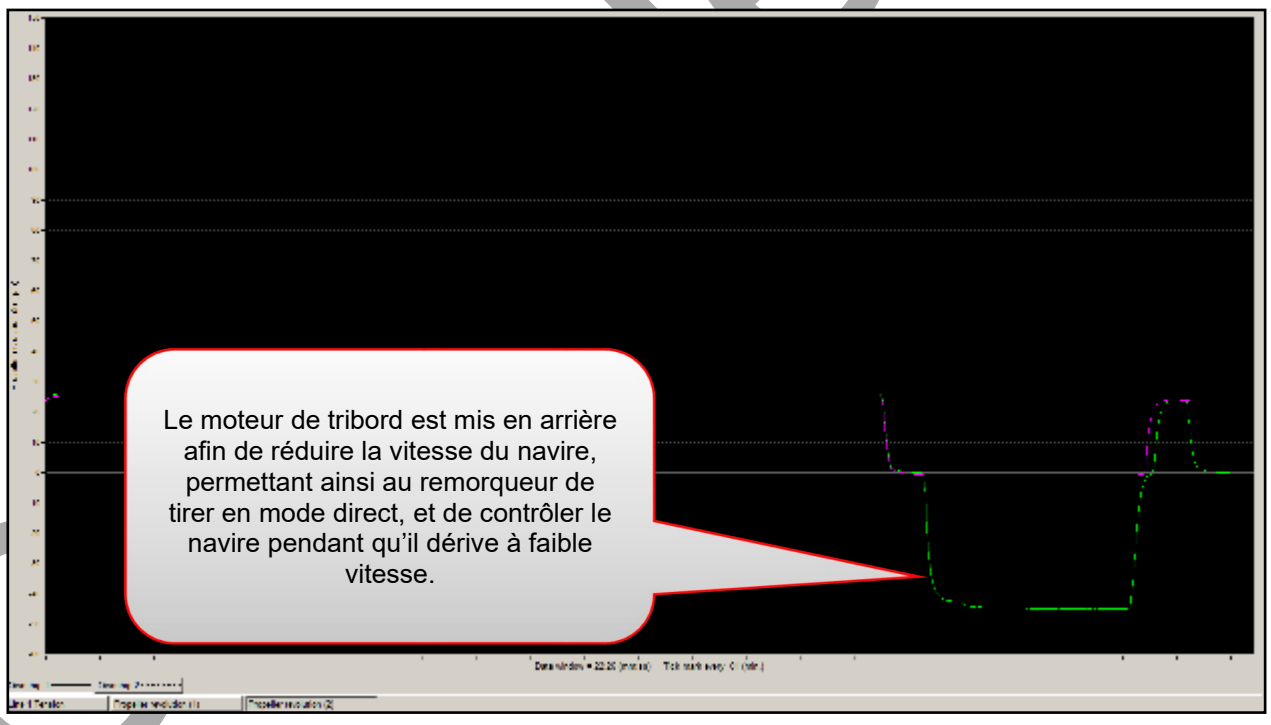


Illustration 46 : Panne des deux gouvernails à 35 ° à tribord — Puissance de machine

Deux simulations d'appareillage ont aussi été effectuées avec un méthanier chargé. Au cours de ces simulations, les systèmes de gouverne ou de propulsion ont été défaillants. Lors de la simulation du pire scénario d'appareillage à marée haute, immédiatement avant le début du jusant, un tourbillon dans le sens horaire s'est formé à l'extrémité ouest du chenal balisé. Alors que le navire sortait du tourbillon et entrait dans la partie étroite du

chenal, les deux gouvernails ont été bloqués à 35° bâbord, alors qu'une panne d'électricité est survenue pendant 10 minutes sur les deux moteurs. Après dix minutes, le moteur bâbord était de nouveau opérationnel. Lorsque les gouvernails ont été bloqués et que le navire a entamé une embardée rapide sur bâbord, le pilote a ordonné au remorqueur de tirer de façon indirecte sur bâbord. Le remorqueur a stoppé la vitesse de giration et le remorqueur a reçu l'ordre de tirer directement en ligne afin de stopper le mouvement avant du navire, et de continuer à faire virer le navire sur tribord, en contrôlant la dérive. Lorsque le moteur bâbord est redevenu opérationnel, le pilote a ordonné de mettre le moteur bâbord en avant, afin de maintenir la vitesse sur le fond du navire, dans une direction est, vers le chenal. Voir illustrations 47 à 49 ci-dessous :

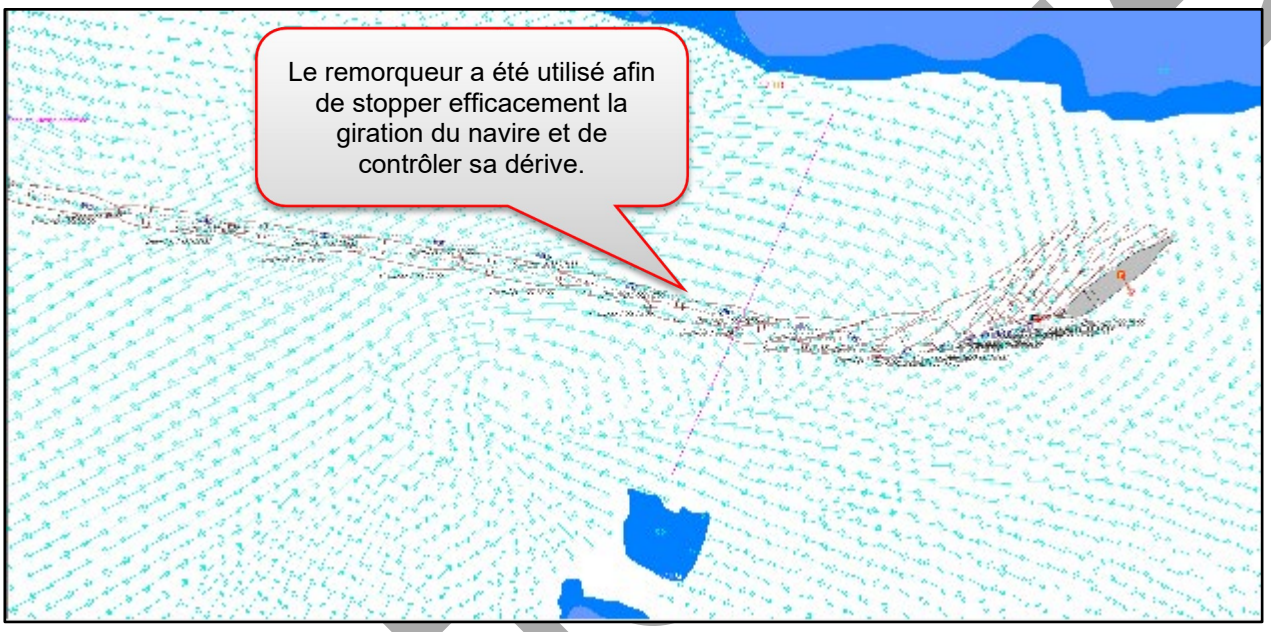


Illustration 47 : Panne complète du gouvernail et panne d'électricité — Sortie à marée haute.

Confidentiel

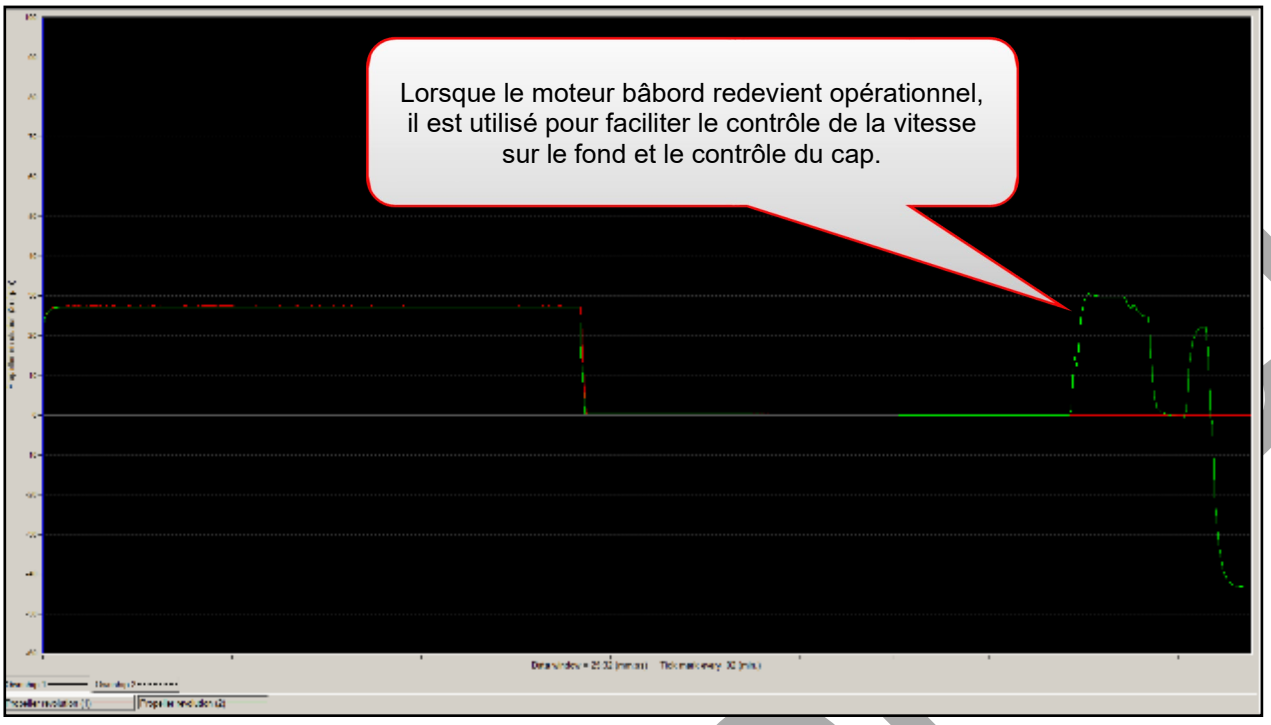


Illustration 48 : Panne complète du gouvernail et panne d'électricité — Puissance de machine

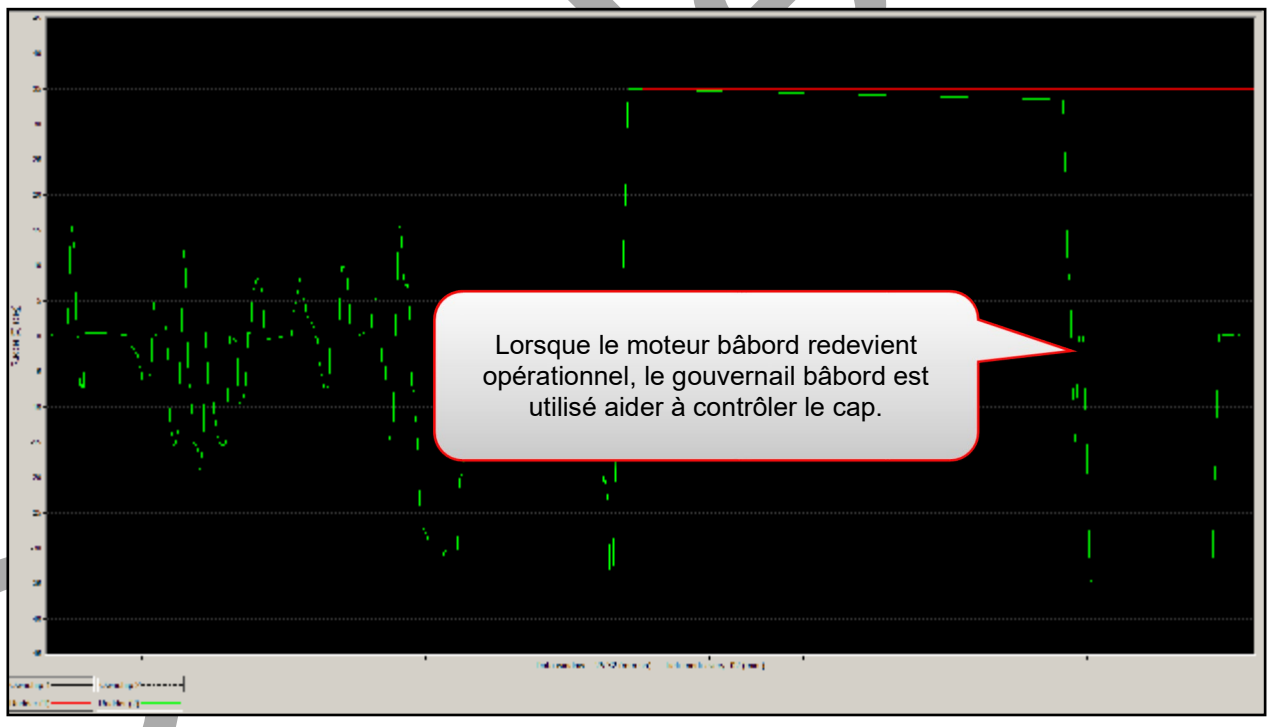


Illustration 49 : Panne complète du gouvernail et panne d'électricité — Angles de gouvernail appliqués.

3.6 Observations sur les transits sous des câbles haute tension

Quatre essais ont été réalisés avec un remorqueur attaché, passant sous les câbles haute tension, sur la rive nord de la rivière. Dans cette zone, même si l'eau est extrêmement profonde, la largeur réelle du chenal est de seulement 250 mètres, en raison des

exigences relatives au dégagement vertical (dégagement lié au tirant d'air) sous les câbles. Le navire doit donc passer à moins de 25 mètres de la rive nord. Trois exercices de simulation entrants ont été réalisés, les deux premiers à 8 nœuds, et le dernier à 5 nœuds. L'exercice de simulation sortant a aussi été réalisé à 5 nœuds. Pour tous les exercices de simulation entrant, le courant a été ajusté pour que les navires arrivent à l'embouchure du fjord à la fin du flot et pour l'exercice de simulation sortant, le navire arrive à l'embouchure du fjord à l'étale de haute mer.

Pendant la première simulation d'arrivée, le pilote a effectué un grand virage à l'approche de Pointe-aux-Crêpes et a dû virer sur bâbord afin de regagner le milieu du chenal. Alors qu'il gouvernait le navire pour regagner le milieu de chenal et s'approchait des câbles, le gouvernail a été bloqué à bâbord toute. Le pilote a immédiatement ordonné au remorqueur de tirer indirectement à pleine puissance sur bâbord. Toutefois, il est vite devenu évident que la vitesse de giration ne serait pas contrôlée assez rapidement. Le pilote a alors ordonné machine en arrière toute, et au remorqueur de tirer au maximum en ligne afin de stopper l'erre du navire. Le navire a été stoppé en toute sécurité, à moins de 100 mètres des câbles. Voir illustrations 50 à 53 ci-dessous :

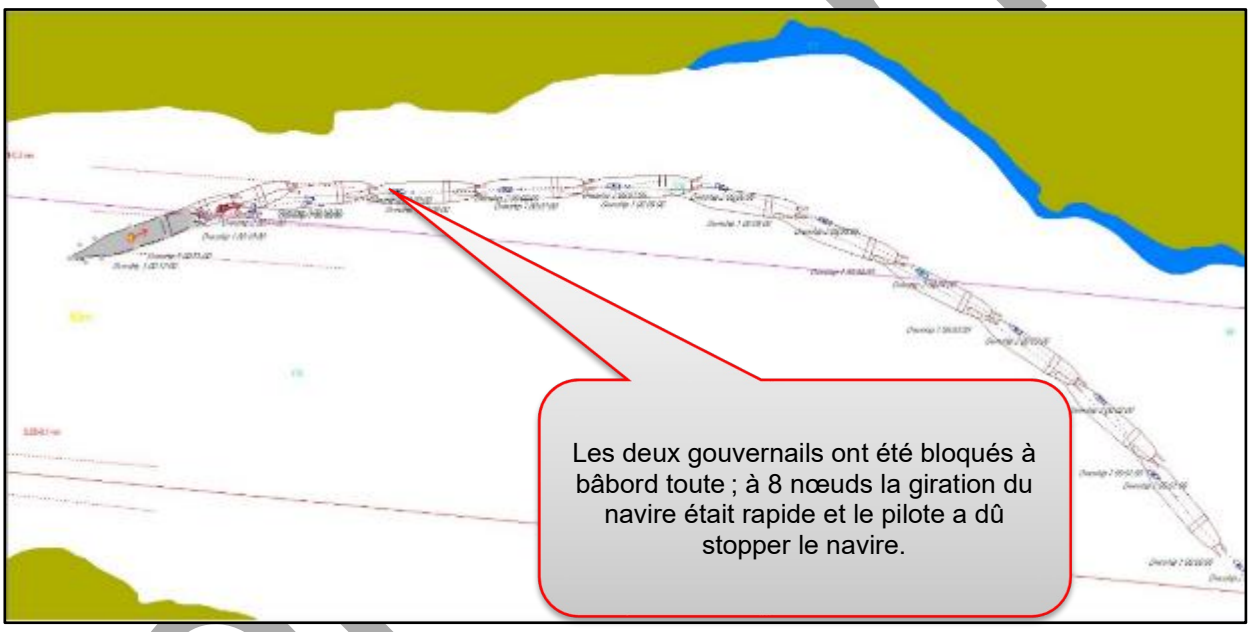


Illustration 50 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 8 nœuds — Trajectoire du navire

Confidentiel

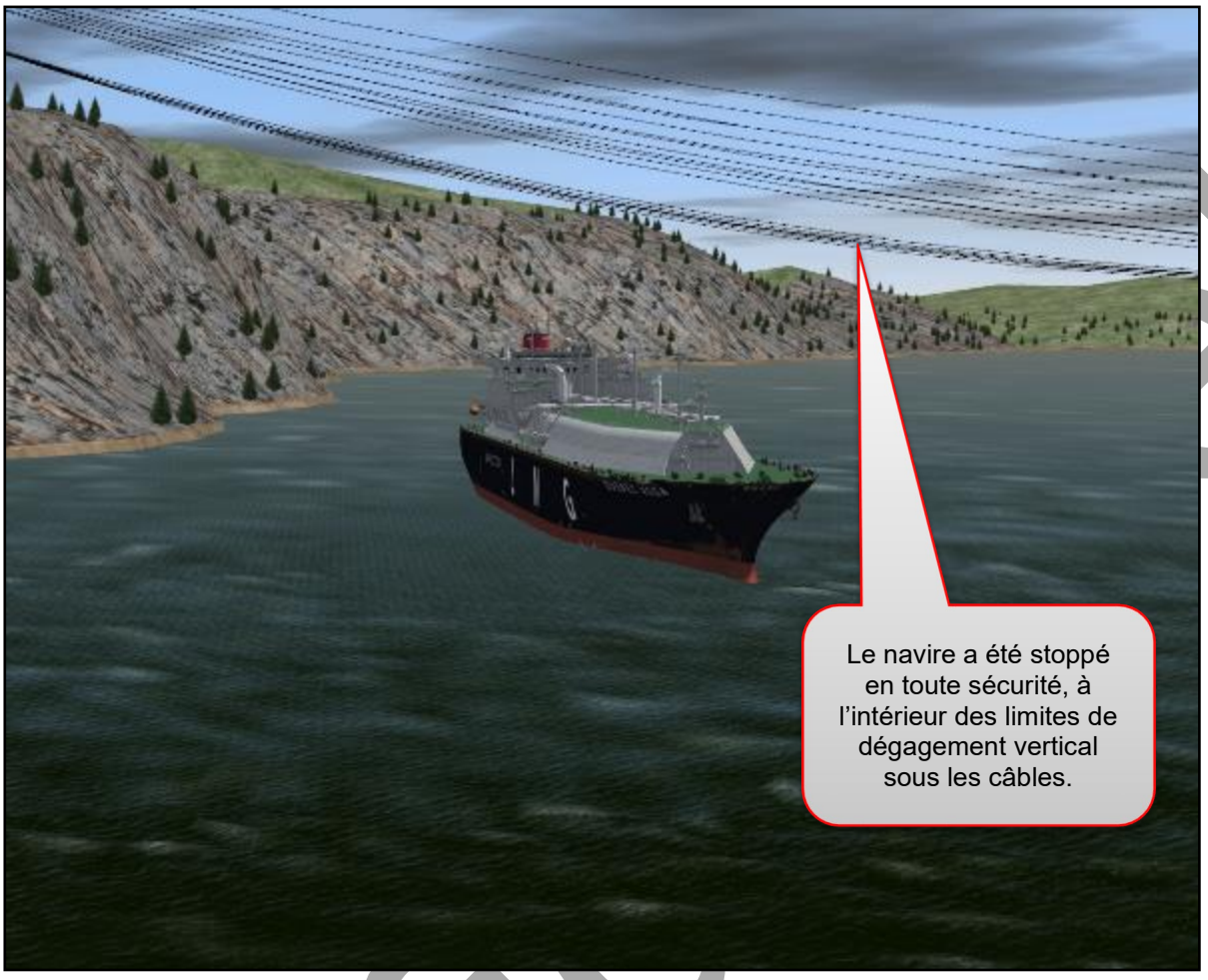


Illustration 51 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 8 nœuds — Position du navire à la fin de l'exercice

Confidentiel

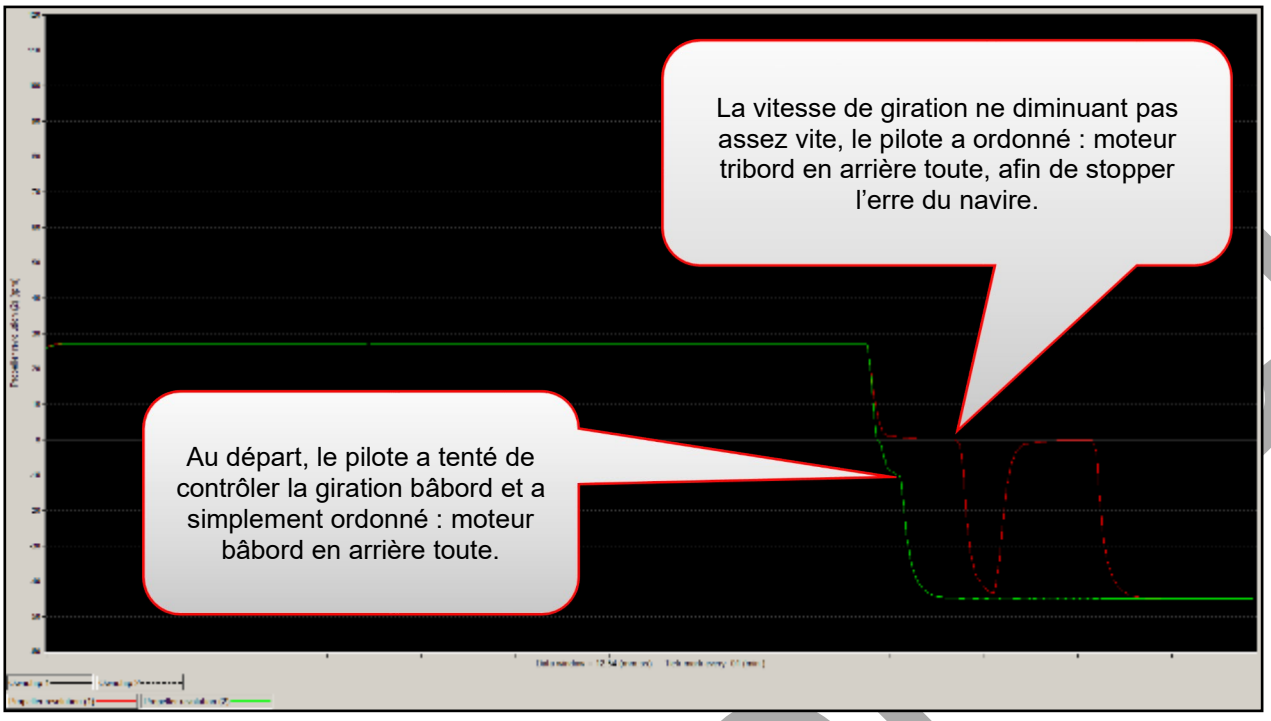


Illustration 52 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 8 nœuds — Puissance de machine

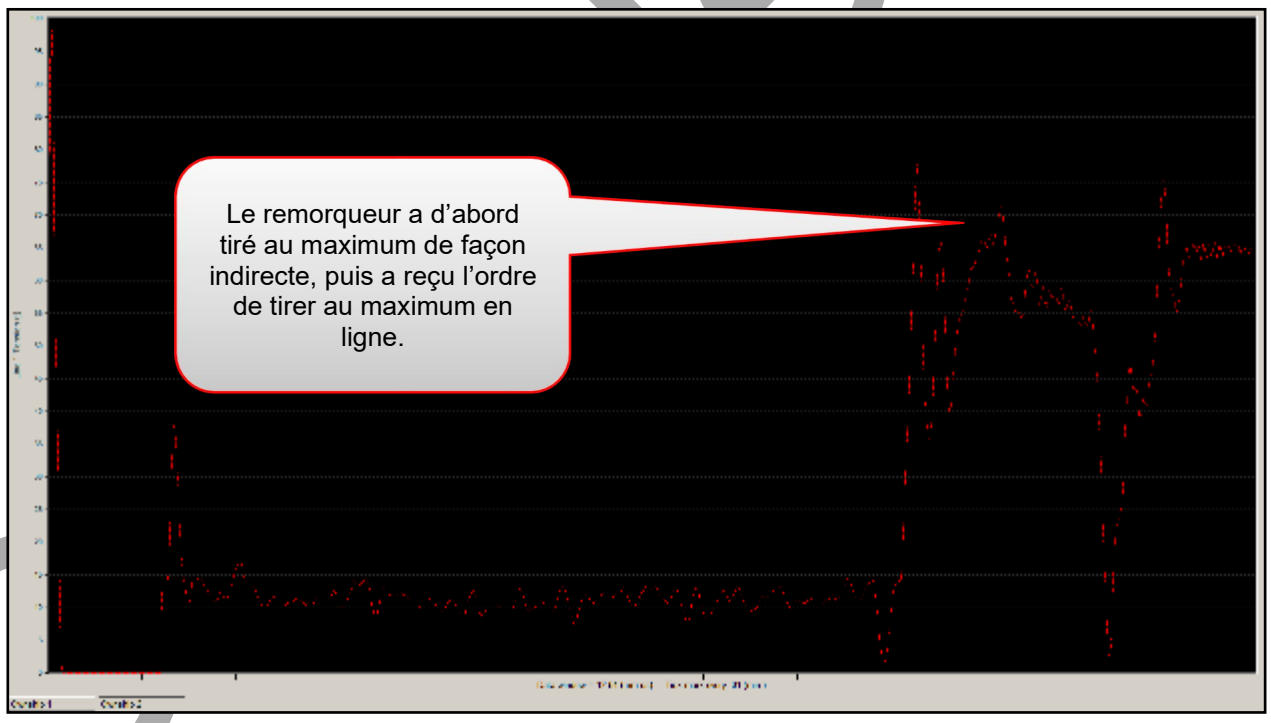


Illustration 53 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 8 nœuds — Tension sur le câble de remorquage

Étant donné que le remorqueur ne s'est pas avéré efficace pour tenter de diminuer la giration sur bâbord, lors de la deuxième simulation, on a décidé qu'il fallait débuter la manœuvre pour casser l'erre aussitôt que la panne du gouvernail est détectée. Aux fins de comparaison, le gouvernail a été bloqué dans la même position, et après les 10 secondes permettant au pilote d'identifier le problème, ce dernier a ordonné au navire

et au remorqueur de battre en arrière toute. Dans ce cas, la distance parcourue n'était que d'environ 600 mètres. Cependant, le déplacement latéral restait similaire à celui de l'essai précédent. Voir illustrations 54 à 56 ci-dessous :

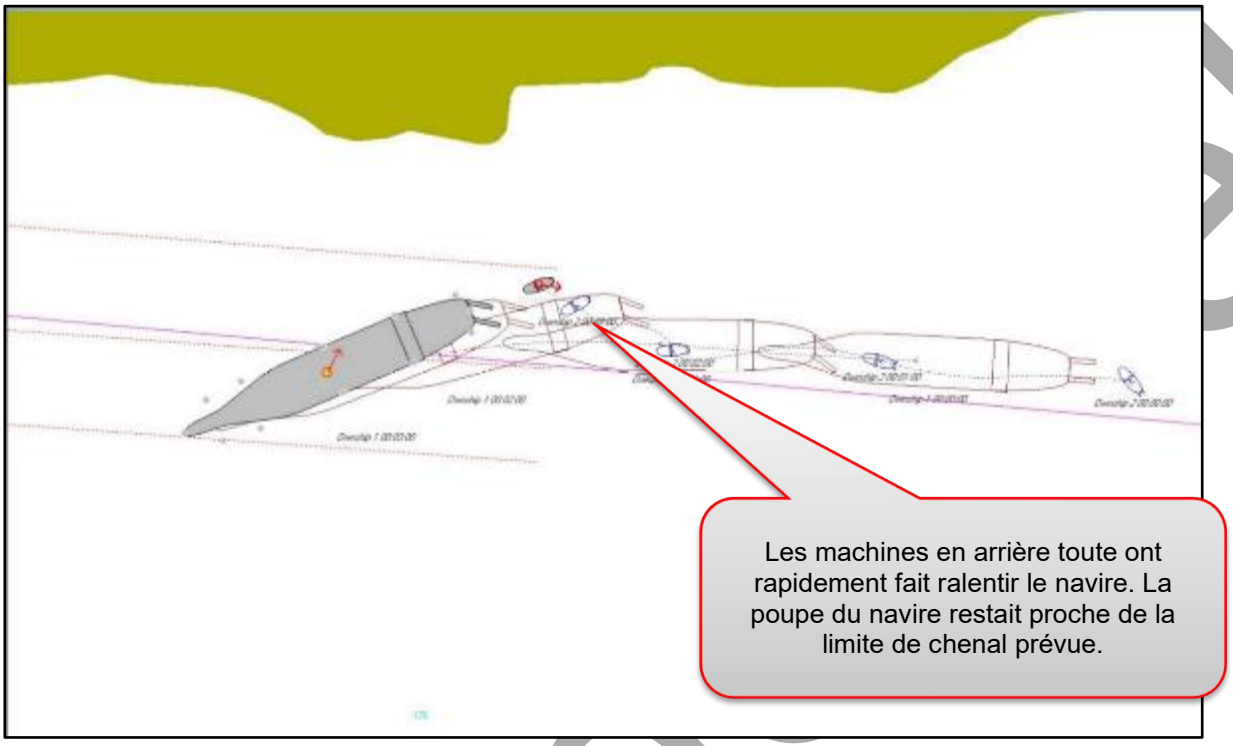


Illustration 54 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 8 nœuds — Trajectoire suivie lors de la manœuvre d'arrêt



Illustration 55 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 8 nœuds — Révolution des hélices



Illustration 56 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 8 nœuds — Tension sur le câble de remorquage

Bien que le pilote ait pu maintenir la sécurité du navire pendant les deux premiers exercices de simulation, l'équipe a convenu à l'unanimité qu'il serait préférable d'avoir une plus grande marge sur le contrôle des manœuvres ou sur les interventions en cas d'urgence. Par conséquent, un autre essai comparatif a été effectué, cette fois en réduisant la vitesse à 5 nœuds (vitesse-surface), 1000 mètres avant le passage sous les câbles. Dans ce cas, lorsqu'il y a eu panne du gouvernail, le pilote a ordonné au remorqueur de tirer de façon indirecte sur bâbord, afin de ralentir la vitesse de giration. À faible vitesse, l'effet d'inertie du navire diminue et le remorqueur a pu très rapidement stopper la giration sur bâbord. Une fois la giration stoppée, le pilote a ordonné ; moteur bâbord à nouveau en avant, afin de maintenir l'erre du navire. Ensuite, le navire a été très bien gouverné et positionné en appliquant la puissance du remorqueur pour contrôler le cap. Voir illustrations 57 à 59 ci-dessous :

Confidentiel

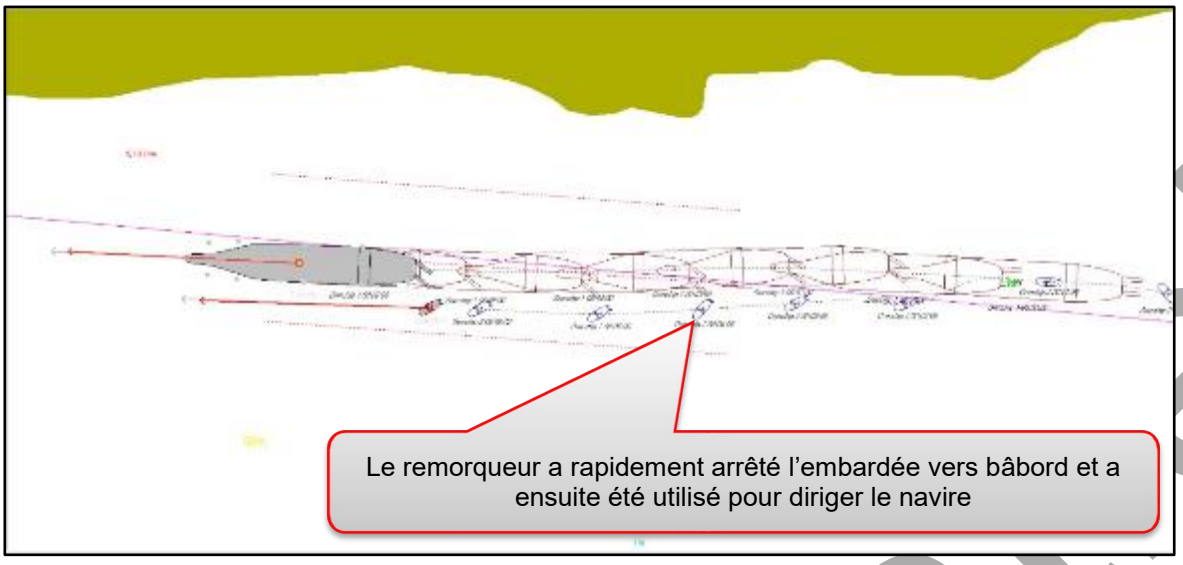


Illustration 57 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 5 nœuds — Trajectoire suivie



Illustration 58 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 5 nœuds — Révolutions des hélices

Confidentiel



Illustration 59 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 5 nœuds — Tension sur le câble de remorquage

Étant donné que l'exercice de transit de navire entrant à 5 nœuds dans la zone des câbles a permis d'obtenir le niveau souhaité de contrôle du cap et la position, un exercice de navire sortant a également été effectué à 5 nœuds. Cette fois-ci, la panne était sur le gouvernail bâbord, de telle sorte que le navire dévie vers les falaises plutôt que vers les câbles. Il a aussi été constaté, lors de l'exercice de simulation entrant du navire, qu'il fallait continuellement appliquer une force de 55 à 60 tonnes sur le câble de remorquage, pour non seulement stopper l'embardée, mais aussi pour contrôler le cap lorsque le pilote ordonnait de remettre de nouveau le moteur en avant. Par conséquent, lors de cette simulation, la puissance du remorqueur a été augmentée de manière à appliquer une force maximale de 90 tonnes sur le câble de remorque (conformément aux recommandations et observations formulées à la phase 1), permettant d'avoir une réaction initiale plus franche à l'embardée. Au cours de cet essai, la panne du gouvernail est survenue lorsque le navire finissait un virage à bâbord et que le taux de giration était encore sur bâbord. Il a été constaté que la force supplémentaire appliquée sur le câble de remorquage était très efficace pour corriger la giration à bâbord, et lorsque cette giration a été contrée, le remorqueur appliquait une force de 55 à 60 tonnes afin de permettre au navire de poursuivre sa sortie et d'assurer un très bon contrôle de gouverne. Voir illustrations 60 à 63 ci-dessous :

Confidentiel

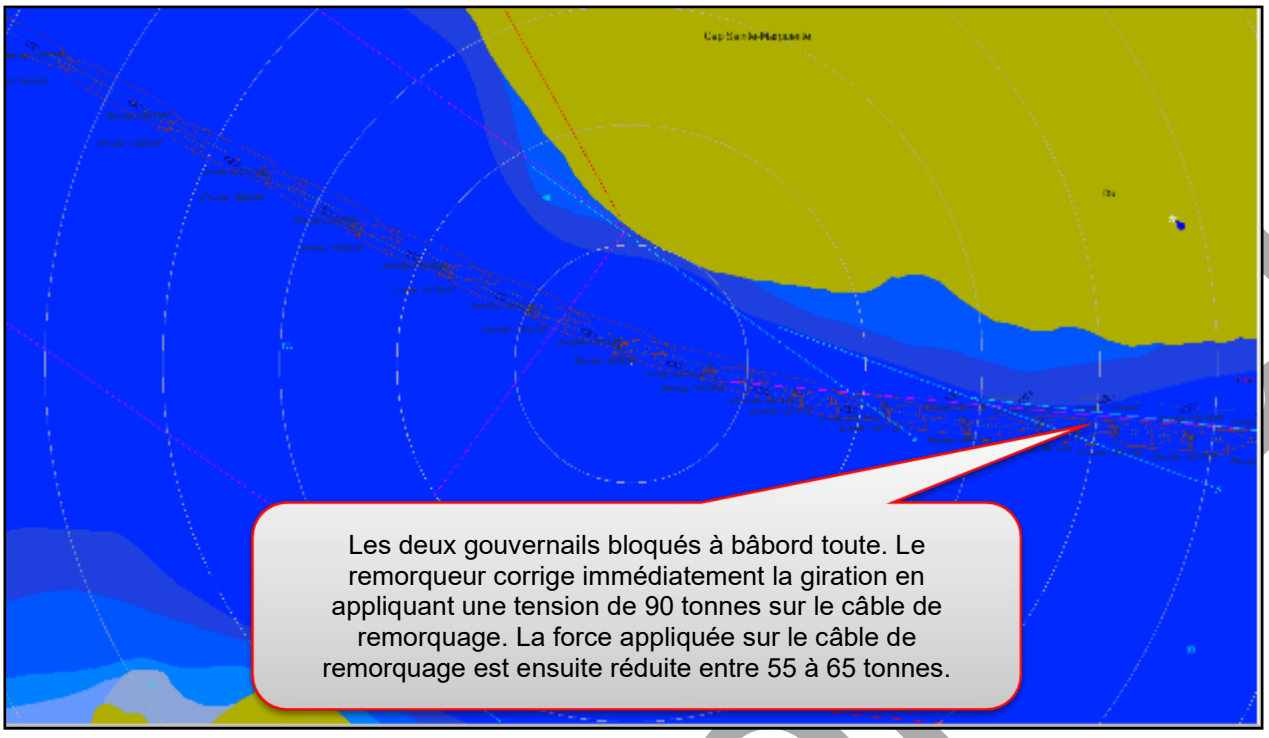


Illustration 60 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 5 nœuds — Trajectoire du navire

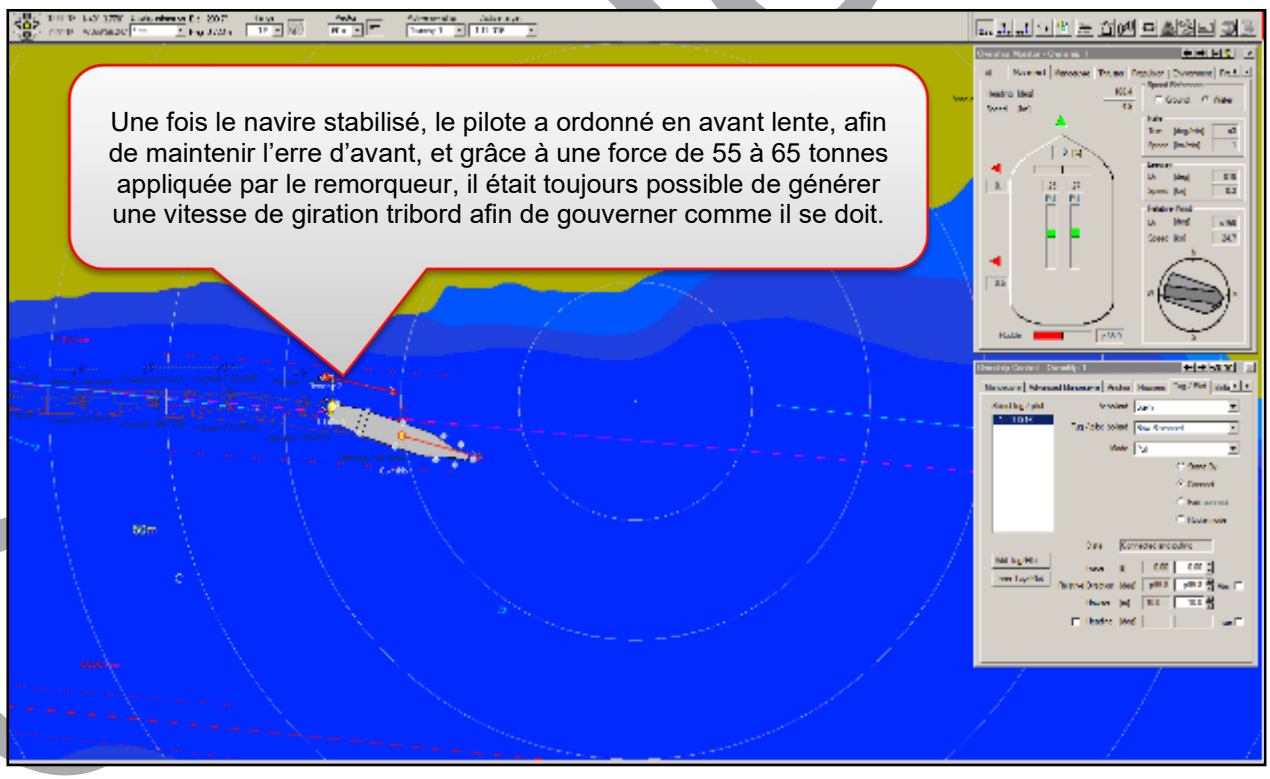


Illustration 61 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 5 nœuds — Trajectoire du navire



Illustration 62 : Transit sous les câbles haute tension à une vitesse de 5 nœuds — Tension appliquée sur le câble de remorquage

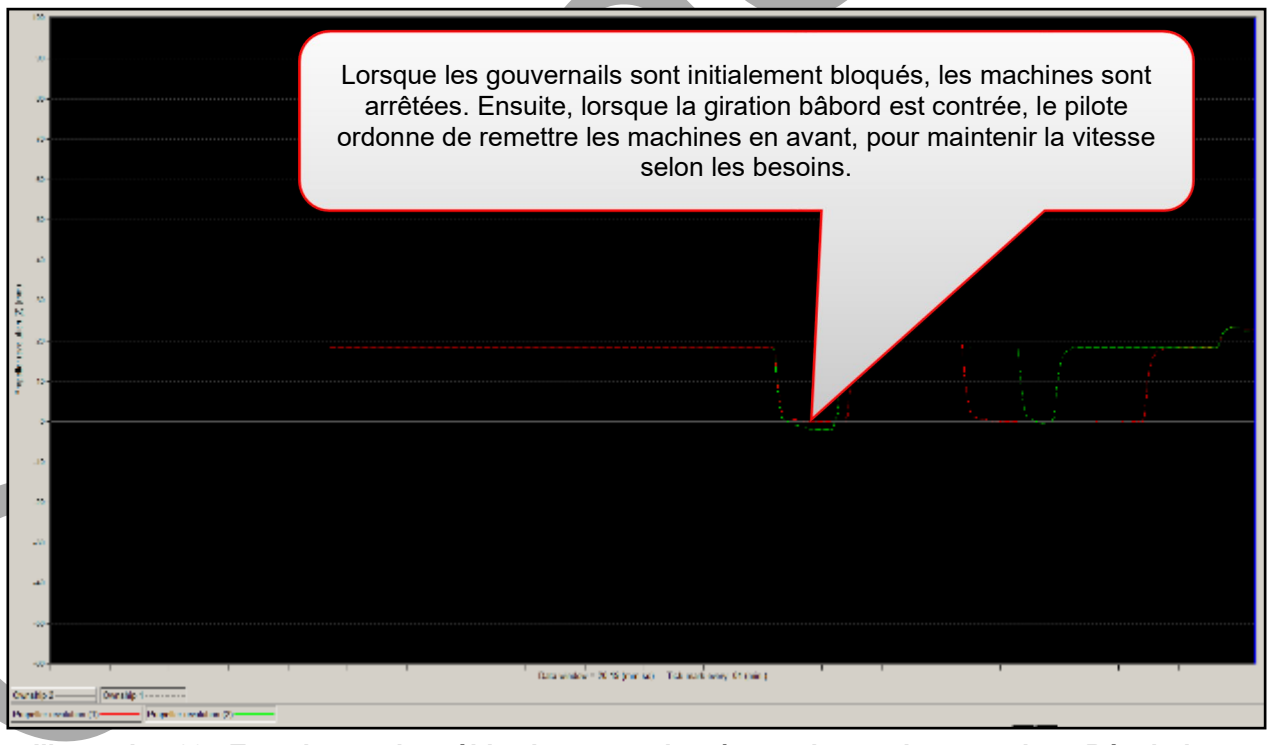


Illustration 63 : Transit sous les câbles haute tension, à une vitesse de 5 nœuds — Révolutions des hélices

3.7 Observations sur les manœuvres d'accostage

Le projet de terminal prévoit deux postes d'amarrage qui, en raison de la profondeur de l'eau, sont tous les deux très proches de la rive escarpée. Les abords du poste d'amarrage sont très profonds et dégagés (sauf pour la glace en hiver) et ceci offre une très grande flexibilité au pilote pour adapter son plan d'accostage en fonction des conditions environnementales qui prévalent. En raison de l'écoulement de la rivière, excepté la dernière heure ou les deux dernières heures d'une marée montante, le courant résultant aux abords du quai est habituellement sortant (de l'ouest à l'est) et échoue généralement sur le quai, sauf dans certains cas très près de la rive où les tourbillons, les effets de déflexion ou de rebond de la rive escarpée font dévier le courant loin du quai. Voir illustrations 64 et 65 à la page suivante.

Compte tenu des contraintes physiques engendrées par l'eau profonde et la rive escarpée, lors des simulations réalisées à la première phase, l'équipe a estimé que l'aménagement et la position des deux postes d'amarrage étaient adéquats et que dans la majorité des cas les vents et les courants prédominants auraient tendance à pousser un navire vers le poste d'amarrage, tant pour les manœuvres d'accostage que pour les manœuvres d'appareillage. Il a aussi été déterminé lors des simulations réalisées à la phase 1, que l'effet du vent et du courant pendant les manœuvres bâbord à quai correspondait avec l'expérience du pilote au terminal de Grande-Anse, et que les manœuvres bâbord à quai, particulièrement pour les appareillages, étaient privilégiées. Ainsi, pendant les exercices de simulation réalisés à la phase trois, toutes les manœuvres ont été effectuées bâbord à quai. Un aperçu des principales observations relatives aux manœuvres d'arrivée et de départ est fourni dans les deux sections ci-après.

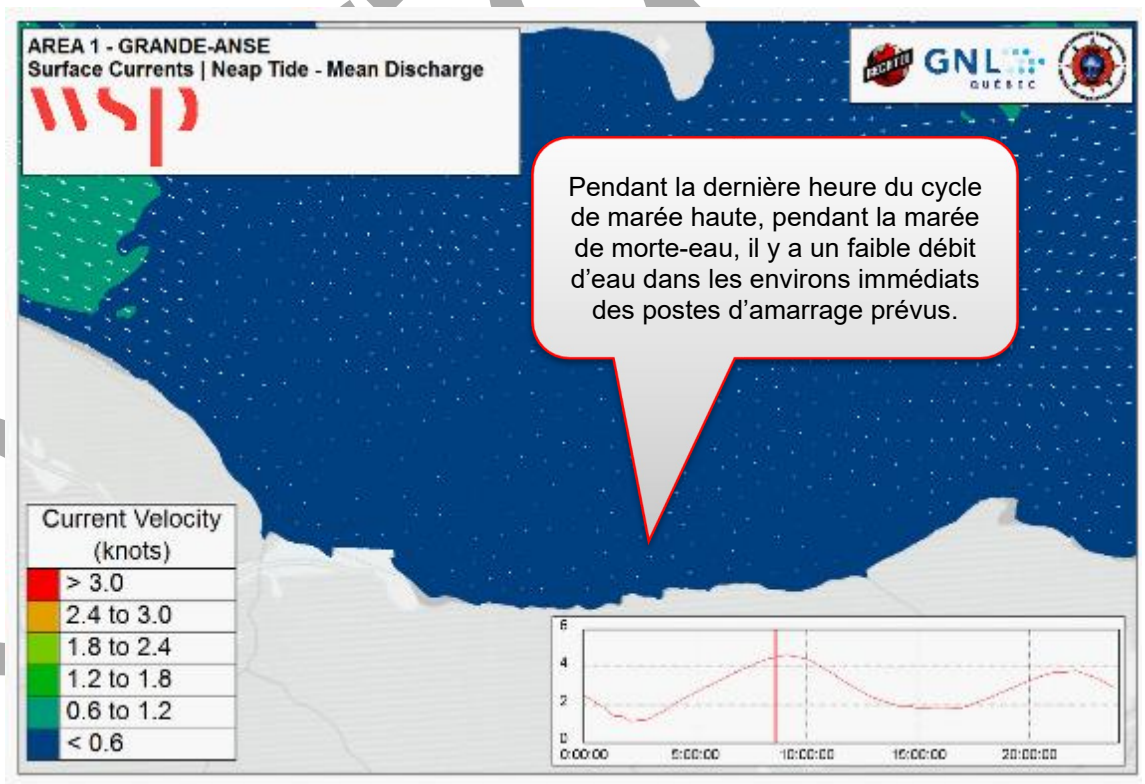


Illustration 64 : Dernière heure d'une marée montante — le courant de surface au poste d'amarrage est minime.

Confidentiel

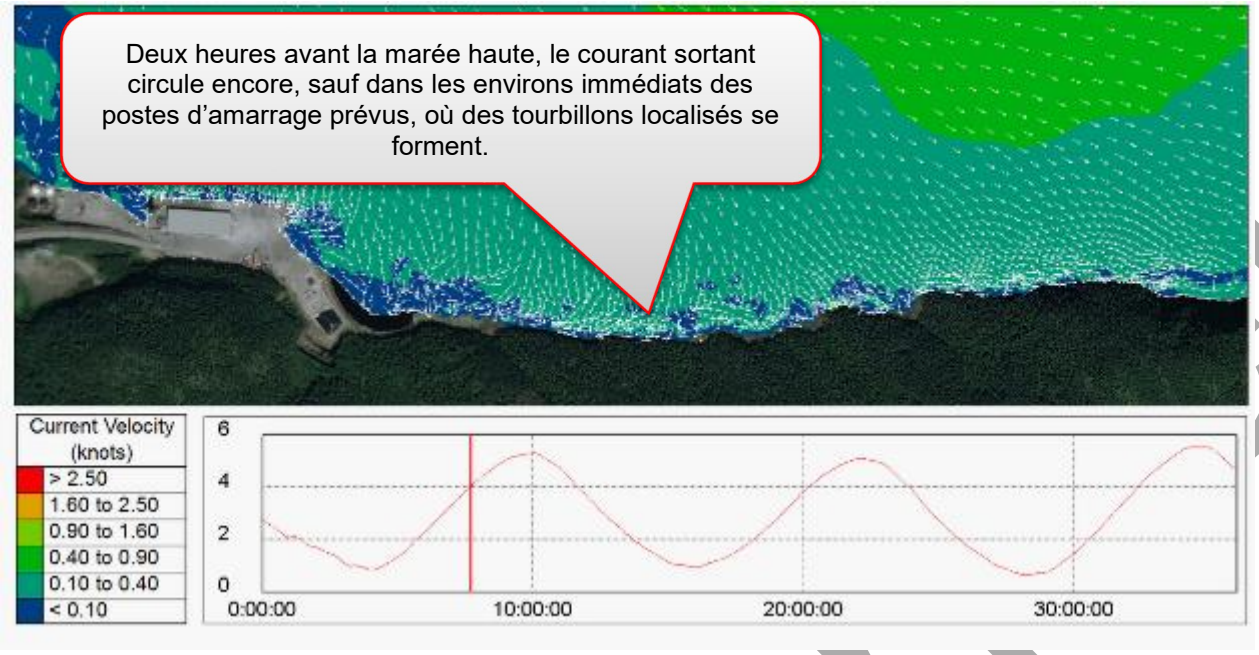


Illustration 65 : Deux heures avant la marée haute — formation de tourbillons de surface au poste d'amarrage.

3.7.1 Observations sur les manœuvres d'accostage

Pendant les simulations effectuées à la phase 1, l'équipe a constaté que le débit du courant était plus complexe au quai ouest qu'au quai est. Cela concordait aussi avec les connaissances empiriques du pilote en matière d'accostage au terminal adjacent de Grande-Anse. Pour cette raison, pendant les simulations effectuées à la phase 3, toutes les manœuvres d'accostage ont été effectuées au poste d'amarrage ouest. De même, sur la base des résultats obtenus au cours des simulations à la phase 1, trois remorqueurs de 65 tonnes ont été utilisés lors de trois manœuvres d'accostage, et une manœuvre d'accostage a été effectuée à l'aide de deux remorqueurs de 90 tonnes, un troisième remorqueur de 65 tonnes se tenant en attente. Étant donné que la majorité des terminaux de GNL restreignent les mouvements de navires lorsque la vitesse soutenue du vent dépasse 25 nœuds ; afin de garantir une marge raisonnable par rapport aux limites environnementales (soudaines rafales de vent, augmentation de la vitesse du vent, etc.), toutes les manœuvres (excepté lors d'un essai de familiarisation) ont été effectuées à une vitesse de vent de 30 nœuds provenant essentiellement de l'ouest-nord-ouest. Des accostages ont aussi été effectués où les conditions de courant au poste d'amarrage étaient synchronisées aux temps de transits globaux (entrant et sortant) effectués à l'embouchure de la rivière pendant les périodes d'étale de basse mer.

Pendant l'accostage effectué à l'aide de trois remorqueurs de 65 tonnes, dans des vents de 30 nœuds, c'est le remorqueur attaché de poupe qui a été le plus utilisé, principalement parce qu'il a servi à réduire l'erre en avant du navire et à contrôler la giration ou la dérive en appliquant une charge de 40 à 50 tonnes sur le câble de remorquage. Le remorqueur sur le chaumard central avant a été utilisé pendant une bonne partie du trajet lorsque le navire s'approchait, afin de faciliter le contrôle de la dérive, mais en appliquant une force de 30 tonnes la plupart du temps. Le remorqueur attaché à l'épaule a été utilisé seulement à la dernière étape de la manœuvre d'accostage, afin de faciliter le contrôle de la dérive latérale vers le quai. Le contrôle du cap et de la

Confidentiel

position du méthanier était très bon tout au long de la manœuvre d'accostage. Le navire s'est présenté au quai sous un angle relativement large, afin d'assurer un bon espace avec le navire amarré au poste d'amarrage est, et de laisser une marge de manœuvre pour la dérive due au vent. Voir illustrations 66 à 71 ci-dessous :

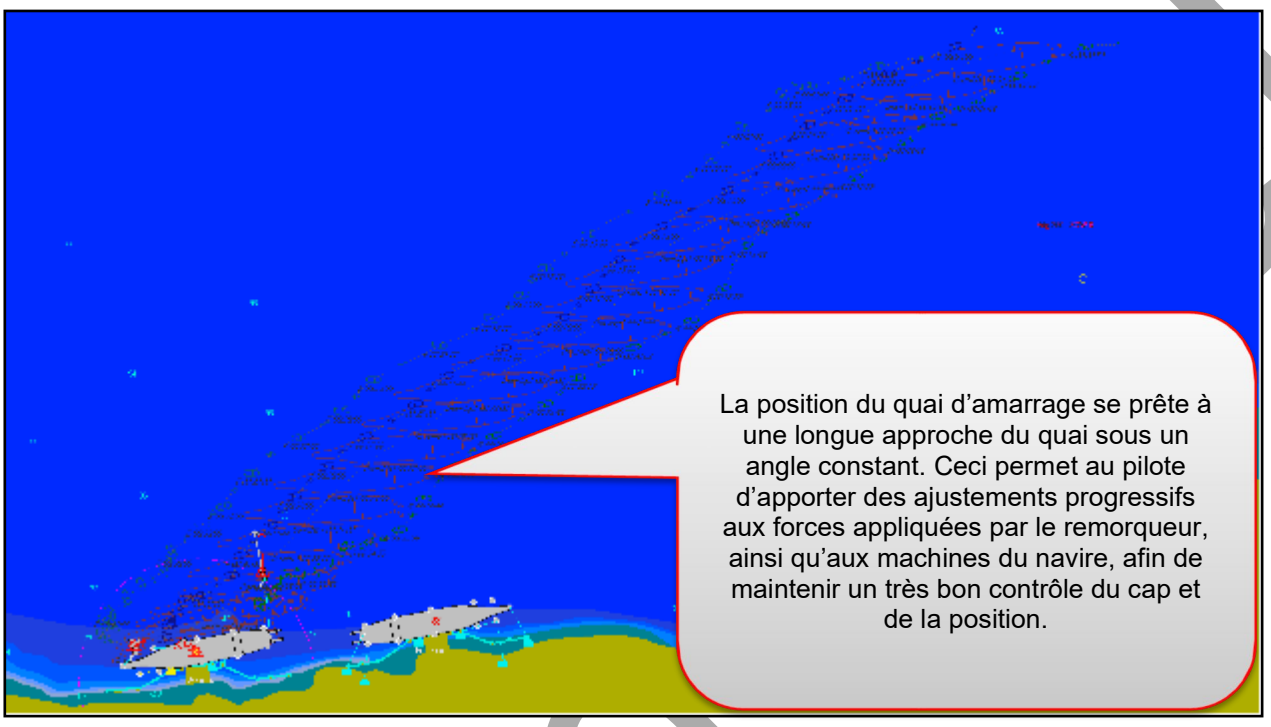


Illustration 66 : Manœuvre d'accostage, bâbord à quai — 3 remorqueurs de 65 tonnes, vent ONO@30



Illustration 67 : Manœuvre d'accostage, bâbord à quai — 3 remorqueurs de 65 tonnes, vent ONO@30 Angles de gouvernail

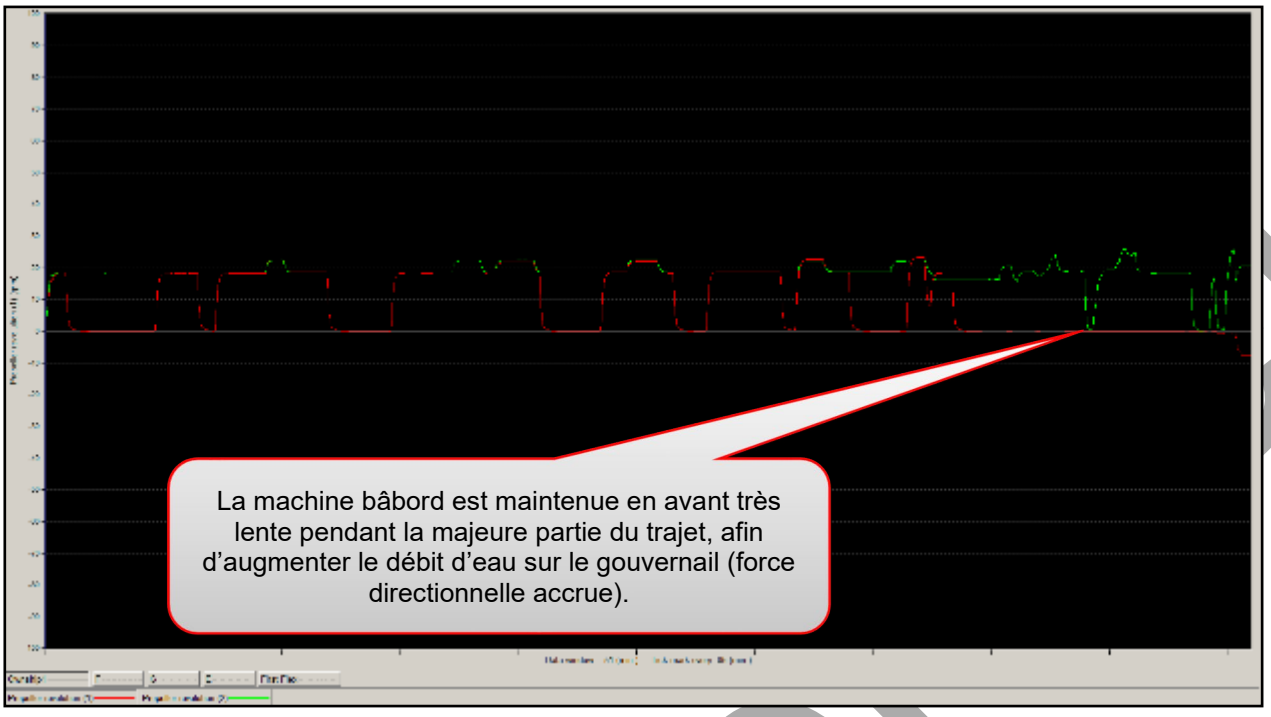


Illustration 68 : Manœuvre d'accostage, bâbord à quai — 3 remorqueurs de 65 tonnes, vent ONO@30 Révolutions des hélices



Illustration 69 : Manœuvre d'accostage, bâbord à quai — Vent ONO@30 Tension appliquée sur le câble de remorquage par le remorqueur arrière

Ordre

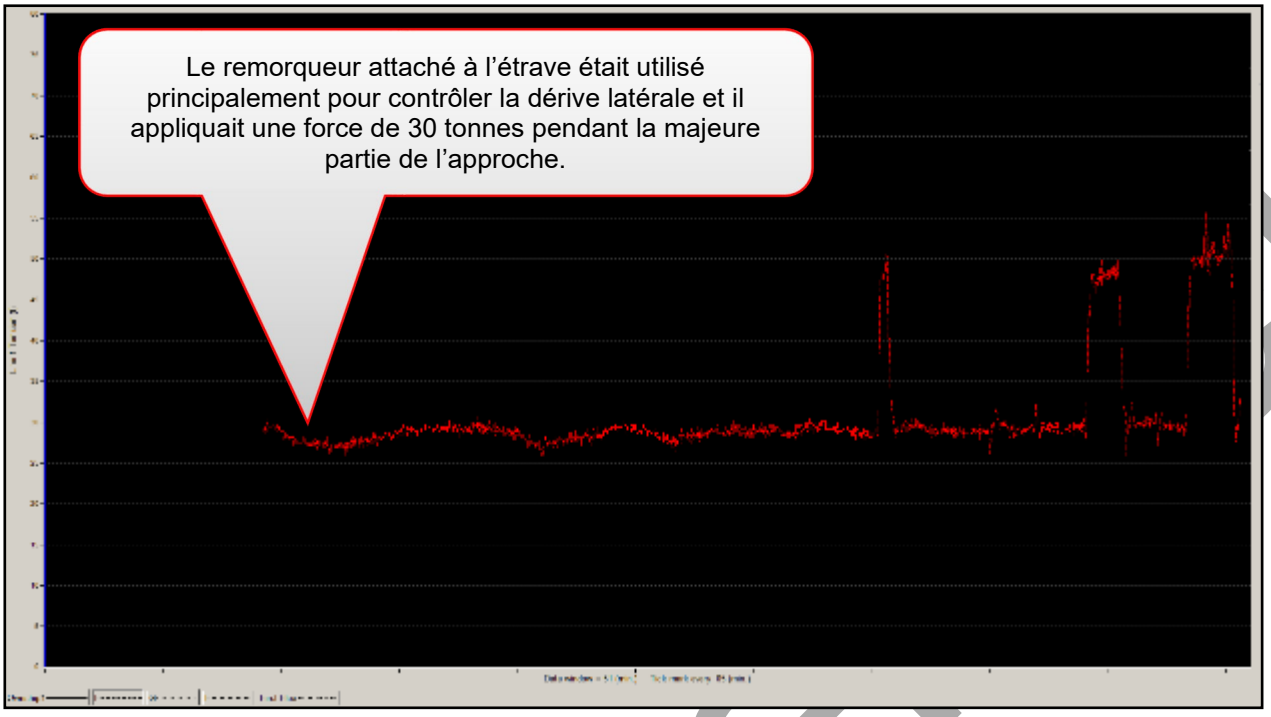


Illustration 70 : Manœuvre d'accostage, bâbord à quai — Vent ONO@30 Tension appliquée sur le câble de remorquage par le remorqueur attaché à l'étrave



Illustration 71 : Accostage, bâbord à quai — Vent ONO@30 Tension appliquée sur le câble de remorquage par le remorqueur attaché à l'épaule

La technique d'approche à l'aide des deux remorqueurs d'escorte de 90 tonnes était assez similaire à celle utilisée avec les remorqueurs de 65 tonnes. Dans ce cas, le remorqueur était à l'épaule, le remorqueur arrière était sur le chaumard central arrière, et le remorqueur de 65 tonnes était attaché sur la hanche, mais pas utilisé. La plupart du temps, le remorqueur arrière était utilisé à 25 % de sa capacité, et une fois à 50 % de sa capacité. À l'approche du quai, le remorqueur avant a été utilisé à 100 % de sa capacité pendant un court moment, et le reste du temps à 50 % de sa capacité ou moins. Dans l'ensemble, le contrôle du cap et de la position était très bon tout au long de la manœuvre. Voir illustrations 72 à 74 ci-dessous :



Illustration 72 : Manœuvre d'accostage, bâbord à quai — Vent ONO@30 — 2 remorqueurs de 90 tonnes.



Illustration 73 : Manœuvre d'accostage, bâbord à quai — Vent ONO@30 – Tension appliquée par le remorqueur attaché à l'étrave

Confidentiel



Illustration 74 : Manœuvre d'accostage, bâbord à quai — Vent ONO@30 – Tension appliquée par le remorqueur attaché à l'étrave

3.7.2 Observations sur les manœuvres d'appareillage

Trois appareillages ont été effectués au cours de la phase trois, dans le cadre de la validation des manœuvres à quai. La première simulation avec trois remorqueurs de 65 tonnes, la deuxième avec deux remorqueurs de 90 tonnes et la troisième une manœuvre d'appareillage en situation d'urgence, avec un courant au plus fort poussant sur le quai, avec deux remorqueurs de 65 tonnes dont un a subi une panne. Conformément aux observations formulées à la phase un, il a été constaté, au poste d'amarrage ouest, que le courant a tendance à projeter l'étrave vers le poste d'amarrage (contrairement au poste d'amarrage où le courant est plus parallèle et, pendant certaines phases de la marée, éloigne plutôt l'étrave du quai lorsque le navire est à environ 25 mètres du quai). Par conséquent, pendant les deux manœuvres d'appareillage dans des conditions normales (vents de 30 nœuds) le remorqueur attaché à l'étrave a été utilisé à 75 % de sa capacité pendant une longue période jusqu'à ce que le cap du navire soit d'environ 330°. Avec le remorqueur de 65 tonnes, cette manœuvre était lente, mais sécuritaire et bien contrôlée. Voir illustrations 75 à 78 ci-dessous :

Confidentiel

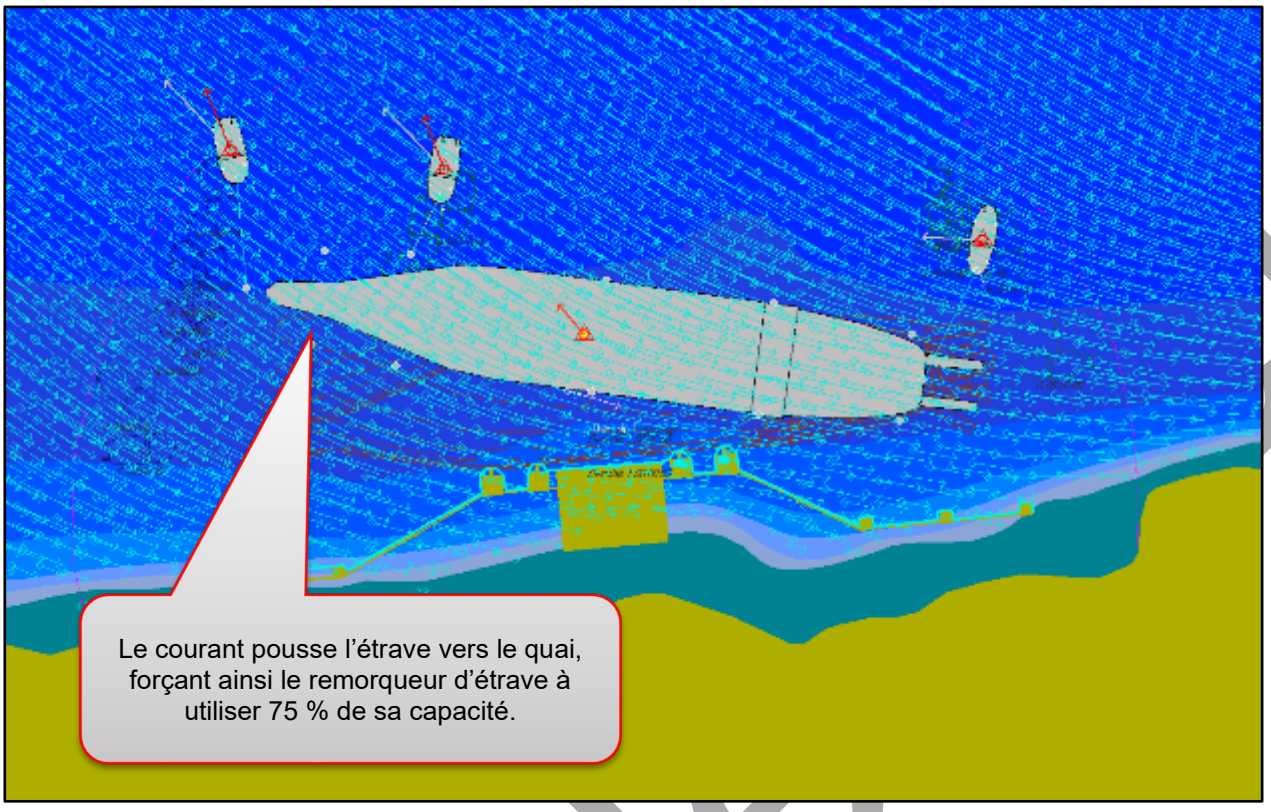


Illustration 75 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 3 remorqueurs de 65 tonnes — Étape initiale

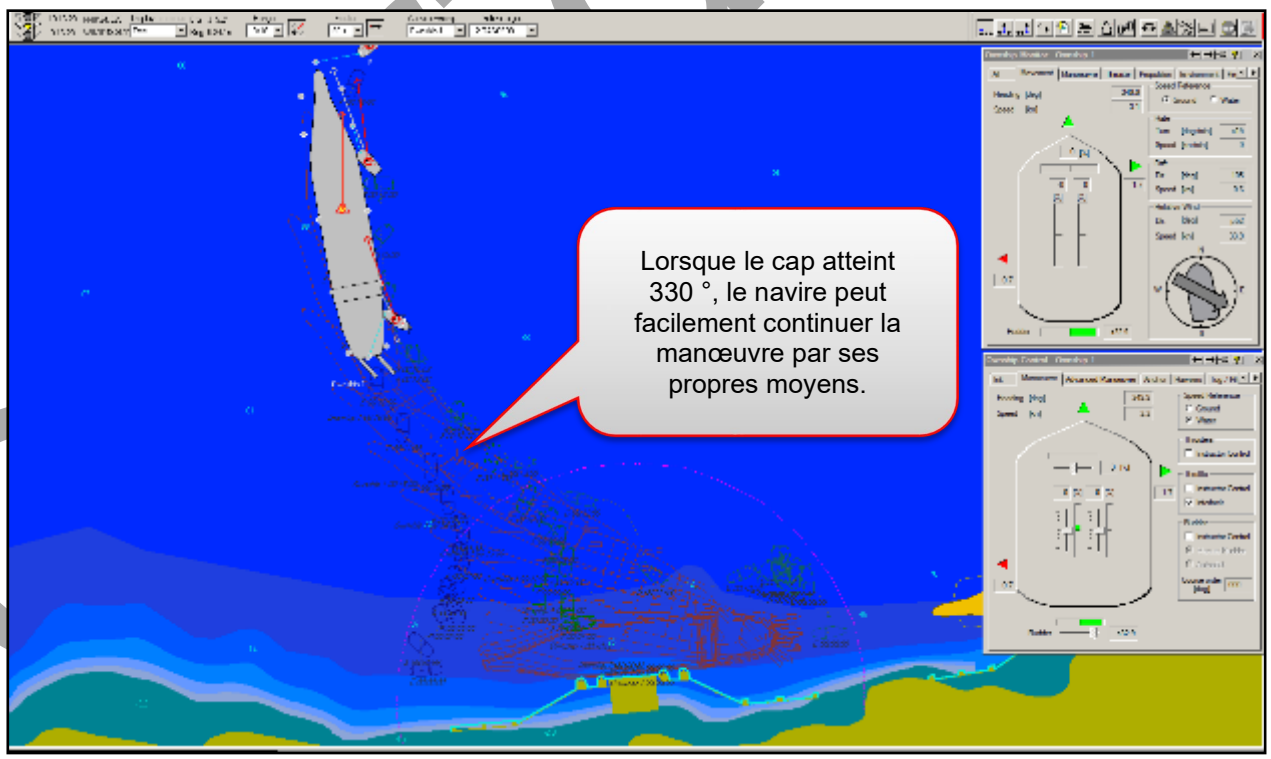


Illustration 76 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 3 remorqueurs de 65 tonnes — Vue d'ensemble



Illustration 77 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 3 remorqueurs de 65 tonnes — Tension appliquée sur le câble du remorqueur avant



Illustration 78 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 3 remorqueurs de 65 tonnes — Tension appliquée sur le câble du remorqueur attaché à l'épaule

Avec un remorqueur avant de 90 tonnes, le processus était plus rapide et de manière générale, le contrôle du navire était meilleur, car le mouvement latéral de l'étrave était engendré plus facilement. Voir illustrations 79 à 78 ci-dessous :

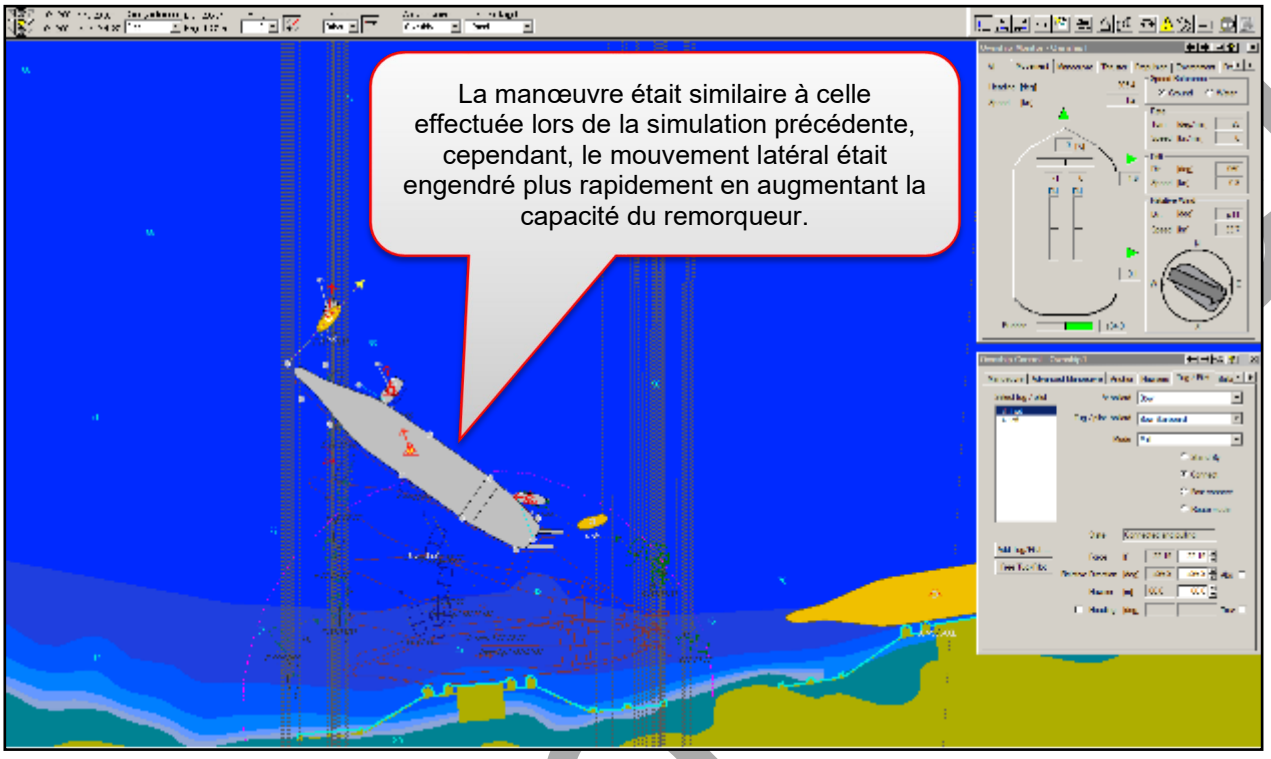


Illustration 79 : Appareillage du navire de 177 000m^3 à l'aide de 2 remorqueurs de 90 tonnes



Illustration 80 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 2 remorqueurs de 90 tonnes — Tension appliquée sur le câble du remorqueur attaché à l'étrave

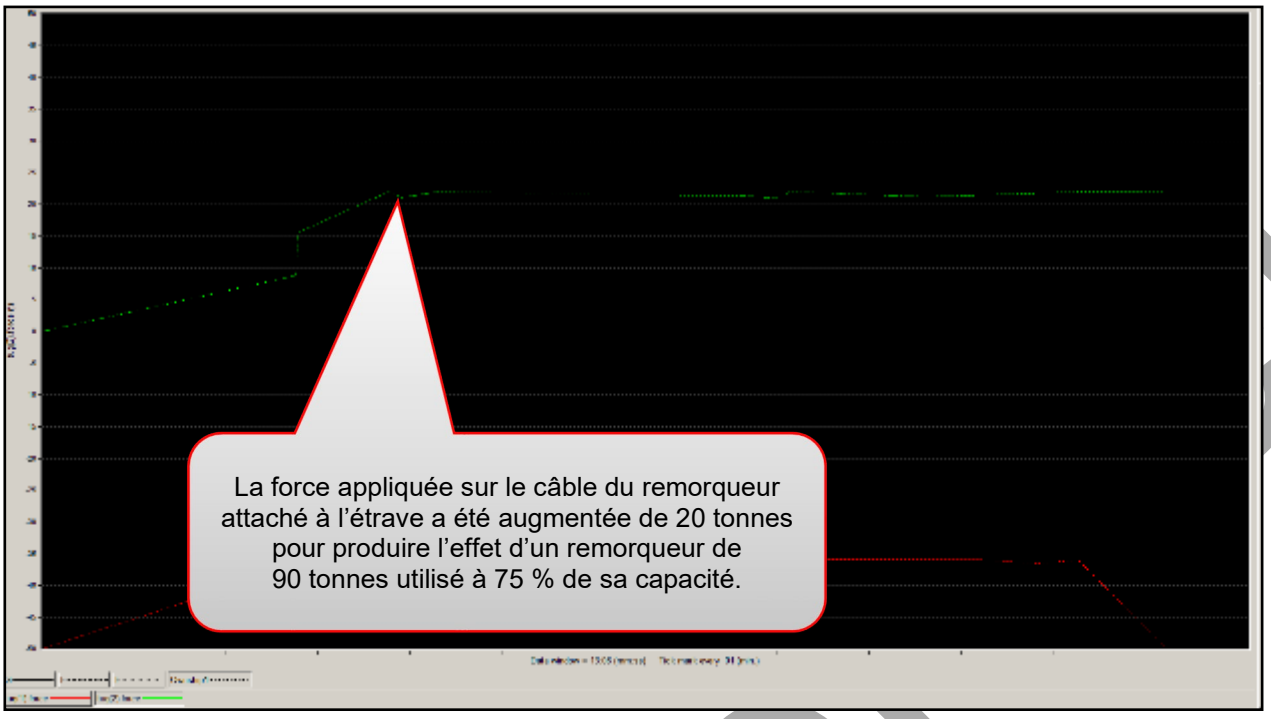


Illustration 81 : Appareillage du navire de 177 000 m^3 à l'aide de 2 remorqueurs de 90 tonnes — Tension supplémentaire appliquée sur le câble du remorqueur attaché à l'étrave

Confidentiel

4 Conclusions et recommandations

Les recommandations formulées ci-après sont basées sur les observations faites au cours de la présente analyse, qui sont spécifiques à l'opération proposée par GNL Québec. Toutefois, elles s'inspirent également de l'expérience et de pratiques courantes en matière de manoeuvres de navires similaires sur d'autres ports et voies navigables à travers le monde, ainsi que de l'expérience de navigation sur le Saguenay à bord d'autres navires dont les caractéristiques s'appliquent aux méthaniers. Même si la présente analyse a été effectuée en trois phases et pendant une durée de huit mois, à cette étape du projet, ces recommandations ne doivent pas être considérées comme absolues ou exhaustives, mais doivent plutôt servir de base solide pour la planification d'un système de transit ou de sécurité des navires, qui renforcera l'efficacité et la sécurité des mouvements et des opérations de navires, à la fois au terminal et pendant toute la durée de transit sur la rivière du Saguenay. Une fois la conception ou la sélection de l'équipement de remorquage finalisée, il sera possible d'améliorer les procédures ou le protocole, ainsi que d'instaurer des politiques opérationnelles définitives sur la base de connaissances plus approfondies sur les capacités opérationnelles de l'équipement.

4.1 Transit à haute vitesse avec remorqueur d'escorte

En tenant particulièrement compte de l'occurrence fréquente des courants forts, des vents forts, des mers agitées et des embruns verglaçants au confluent du fjord Saguenay et du fleuve Saint-Laurent, des contraintes physiques liées au chenal d'approche et à toute la zone inférieure du Saguenay près de l'Ile-Saint-Louis ainsi que de l'exigence d'effectuer le passage à environ 150 mètres de la rive à la hauteur des câbles, les éléments suivants sont recommandés aux fins de planification opérationnelle et procédurale.

4.1.1 Limites opérationnelles liées à la zone où le remorqueur d'escorte est attaché

Contrairement aux vraquiers à faible franc-bord qui se déplacent fréquemment sur le Saguenay, la surface de fardage des méthaniers est grande et ceux-ci sont plus exposés à la giration et la dérive causée par le vent. Pour une intervention efficace dans le cas inhabituel où une panne du système de gouverne ou de propulsion survient, même dans des conditions de vents forts, il est recommandé de prévoir une politique liée au remorqueur d'escorte attaché, applicable à tous les transits de méthaniers dans la partie inférieure du Saguenay. Les méthaniers entrants doivent être accompagnés par un remorqueur d'escorte attaché à la poupe et prêt à être utilisé au moins 5 encablures avant de passer devant la bouée K54. En procédant ainsi, le pilote peut, par mauvais temps, ralentir le navire et régler l'allure afin de faciliter la manœuvre d'attache, et une fois le remorqueur attaché, il lui reste encore assez de temps et de distance pour rétablir la vitesse de transit et stabiliser le navire au cap de 250. Il est ensuite recommandé de continuer d'utiliser le remorqueur d'escorte jusqu'à ce que le navire ait traversé le Cap-Sainte-Marguerite (1 mille nautique après le passage des câbles). Lors des transits sortants, le remorqueur d'escorte doit être attaché aux méthaniers vers l'Ile-Saint-Louis et rester ainsi jusqu'à ce que le navire passe au nord du phare du Haut-fond Prince.

Confidentiel

4.1.2 Exigences relatives à la performance du remorqueur d'escorte

En fonction des résultats des exercices de simulation (qui consistaient à effectuer des passages ou manœuvres d'accostage avec des navires aussi grands que les navires Q-FLEX) et des détails liés aux quatre éléments précédents, il est recommandé que tout remorqueur utilisé pour remorquer un méthanier ait les caractéristiques générales de performance suivantes :

a. être un remorqueur d'escorte conçu sur mesure permettant d'effectuer des transits en étant attaché au navire à des vitesses allant jusqu'à 11 nœuds dans des mers dont la hauteur de vague est importante, soit trois mètres ;
b. pouvoir maintenir une **tension soutenue** d'au moins 90 tonnes à une vitesse de transit minimale de 5 à 9 nœuds ;
c. doit comporter un treuil moderne pouvant être actionné par le capitaine de remorqueur, et permettre de virer ou de dévirer le câble de remorque à un taux minimal de huit mètres/minute, en étant capable de supporter une charge de 30 tonnes tout en ajustant la longueur du câble ; et
d. être doté d'un gaillard dont la conception permet de réduire les effets néfastes des embruns verglaçants et l'accumulation de glace sur le pont de travail et le treuil de remorquage.

***Il convient de souligner que les simulations ont été effectuées à l'aide de modèles de remorqueurs disponibles dans la bibliothèque de modèles de navires du CSEM et que la majorité des essais ont été effectués avec un remorqueur d'escorte ayant une puissance de traction statique de 65 tonnes, qui, lorsque la vitesse avoisinait 8 nœuds, appliquait des forces dynamiques allant jusqu'à 80 tonnes. Compte tenu de la petite marge d'erreur de manœuvre au passage des câbles (transits de navire planifiés à environ 125 mètres de la rive), il est recommandé de prévoir une marge supplémentaire de sécurité, que le remorqueur soit capable d'appliquer une force minimale de 90 tonnes sur le câble de remorque.

4.2 Périodes propices aux transits selon l'état des marées

Il est pleinement reconnu que le régime des courants de marée au confluent du fjord du Saguenay et du fleuve Saint-Laurent est très complexe. De plus, l'importance du flux de marée et son impact sur les manœuvres ont été démontrés par les nombreux exercices de simulation réalisés pendant toutes les phases de l'analyse de simulation et qui englobaient une grande variété de conditions de marée. Selon les faits, on sait également qu'en raison des variations saisonnières du niveau des eaux (débits volumétriques) et des variations quotidiennes pendant le cycle lunaire des marées, chaque cycle de marées de 12 heures comporte deux périodes d'une durée minimale de 90 minutes chacune, lorsque le débit des flux de marées résultant est faible et ne complique pas les manœuvres ni la navigation. Lors de l'identification de ces périodes ou fenêtres de transit, il faut les décrire avec prudence, car les expressions « marée descendante » et « marée montante » peuvent prêter à une certaine confusion lorsqu'ils sont employés dans le cadre d'un cas de marée à l'embouchure du Saguenay. Dans les zones présentant les caractéristiques habituelles de flux de marée, l'expression « marée montante » est généralement utilisée comme synonyme afin de décrire le courant de marée montante lié à la hauteur de la marée. Dans les zones côtières, la « marée montante » commence généralement peu après l'étale de basse mer, lorsque le niveau de la marée commence à monter. Toutefois,

Confidentiel

dans l'estuaire d'un cours d'eau comme l'embouchure du fjord du Saguenay, en raison de la stratification de la densité d'eau, du mélange d'eau douce et d'eau salée et des effets liés aux flux du fleuve Saint-Laurent et du fjord du Saguenay, le courant de marée résultant (dans les dix premiers mètres de la colonne d'eau) ne commence à remonter le fjord ou à inverser le sens d'écoulement du fleuve que deux ou trois heures après l'étale de basse mer. Exemple : pendant les périodes de marée de morte-eau conjuguées aux débits moyens du fleuve, deux heures après la marée basse lorsque la hauteur de la marée est de deux mètres, il y a encore un courant de jusant en surface qui passe à une vitesse approximative de 0,5 nœud devant la bouée 5. Au moins trois heures après l'étale de basse mer, lorsque la hauteur de la marée est de 2,3 mètres, un courant de flot passe à une vitesse approximative de 0,5 nœud devant la bouée 5.

En ce qui concerne le segment du chenal d'entrée du Saguenay, qui est délimité à l'est par une ligne entre le phare du Haut-fond Prince et la bouée K54 et à l'ouest par une ligne entre les bouées 7 et 8, les résultats de la simulation indiquaient qu'il était préférable que les méthaniers entrants et sortants se déplacent à faible vitesse surface (à une vitesse maximale de 1,5 nœuds pour les navires entrants et de 2,5 nœuds pour les navires sortants). Ceci permettait au navire de se déplacer à de faibles vitesses surface tout en maintenant une vitesse sur le fond qui n'était pas trop lente. Par conséquent, pour ce qui est des méthaniers entrants, en fonction du volume d'écoulement de la rivière et de la phase du cycle de marée (vive-eau par rapport à morte-eau), la période de marée privilégiée sera 2 à 3 heures environ après la marée basse, de sorte que le navire profite d'un faible courant entrant jusqu'à ce qu'il se rapproche des bouées 7 et 8. Quant aux méthaniers sortants, la période de passage privilégiée dans des conditions de marée de morte-eau et de débit moyen de la rivière commencera à peu près à l'heure de la marée haute jusqu'à 90 minutes après la marée haute, de sorte que le navire chargé ait un dégagement sous quille maximal et profite d'un courant sortant essentiellement à faible vitesse pendant tout le transit dans le chenal. Pendant les marées hautes et les marées de vive-eau, l'heure privilégiée pour le transit sortant serait probablement modifiée ; environ 15 minutes avant la marée haute et 45 minutes après la marée haute, afin de maintenir la vitesse du courant portant à moins de 2 nœuds.

Il est recommandé de planifier toutes les arrivées et tous les départs de navires en tenant compte des périodes de marée privilégiées, décrites ci-dessus. Par ailleurs, les transits ne doivent en aucune circonstance être effectués pendant une période où la vitesse prévue du courant de marée dépasse 2,5 nœuds.

4.3 Vitesse de transit (vitesse surface) au confluent du Saguenay et du Saint-Laurent

En tenant compte de la politique opérationnelle qui exige que tous les transits de méthaniers dans le chenal balisé à l'embouchure du Saguenay soient conformes aux exigences liées aux périodes de marée décrites ci-dessus, il est recommandé d'effectuer des transits de navires en réglant le transmetteur d'ordres du navire à un régime machine équivalant à une vitesse surface maximale de 8 nœuds. Cette politique tient lieu d'approche proactive visant à réduire le bruit dans un des habitats les plus sensibles pour les mammifères marins. Par ailleurs, elle permet de s'assurer que le remorqueur d'escorte fonctionne efficacement (le cas échéant), et de maintenir l'angle de dérive du navire à un niveau acceptable (étant donné que le transit sera effectué pendant des périodes de

Confidentiel

marée basse et de flux de marée relativement linéaire). Cette procédure doit être mise en œuvre en gardant à l'esprit qu'il s'agit d'une procédure facultative. Même si on ne prévoit pas que le pilote aura besoin d'augmenter le régime moteur ou l'aide du remorqueur de port, si, pour une raison quelconque, il a du mal à maintenir le contrôle du cap ou de la position, il utilisera au besoin, la machine et le remorqueur d'escorte afin de bien maintenir le contrôle du navire.

4.3.1 Vitesse de transit (vitesse surface) au passage des câbles à haute tension

En raison de la proximité du navire avec la rive lors du passage des câbles, et sur la base des résultats comparatifs des simulations effectuées à une vitesse de 8 nœuds et de 5 nœuds, il est recommandé de réduire la vitesse-surface du méthanier à 5 nœuds, à une distance minimale de 1000 mètres avant le passage des câbles et de la maintenir ainsi jusqu'à ce que le navire s'éloigne des câbles. À une vitesse de transit de 5 nœuds, même lorsque les deux gouvernails étaient bloqués à toute, le remorqueur d'escorte de 90 tonnes était capable d'arrêter la giration du navire et de maintenir son cap pendant qu'il passait sous les câbles et au large des falaises sur la rive adjacente.

4.4 Conditions/contraintes environnementales liées au transit

Sur la base des constatations faites au cours de la présente analyse, à l'exception de la politique opérationnelle visant à restreindre les transits au confluent du Saguenay et du Saint-Laurent aux périodes de marée décrites au point 4.1.2 ci-dessus, les recommandations suivantes ont été formulées :

a. Les transits de méthaniers sortants peuvent être effectués sans restriction à part celles qui pourraient être imposées par le pilote et le capitaine de navire ;
b. Jusqu'à ce qu'une expérience pratique soit acquise dans cette zone, les transits de méthaniers sortants ne devraient pas être effectués si la hauteur des vagues aux abords du Saguenay dépasse 2,5 m, car il pourrait s'avérer dangereux d'attacher le remorqueur dans ces conditions ; et
c. Compte tenu de la difficulté causée par les vents forts soufflant sur la hanche du méthanier lorsqu'il contourne la bouée K54 et qu'il se dirige dans la voie d'accès au Saguenay (cap au 272°), les entrées ne devraient pas être effectuées lorsque la direction du vent se situe entre 000° et 090° et qu'il souffle à une vitesse supérieure à 30 nœuds.

4.5 Recommandations relatives aux mouvements ou manœuvres au terminal

Les recommandations formulées à la section 4.3 s'appliquent uniquement à la période de l'année où la baie autour du terminal n'est pas recouverte de glace solide. D'après les résultats obtenus lors des simulations réalisées aux phases un et trois, il semble que si la puissance de remorquage appliquée est adéquate, des mouvements peuvent être effectués tout au long des différentes étapes du cycle de marée (conditions de courant). Compte tenu de la fréquence des forts courants au poste d'amarrage, il est déconseillé d'effectuer des déplacements lorsque la vitesse du vent est supérieure à 25 nœuds, quelle que soit sa direction.

Confidentiel

4.5.1 Recommandations relatives aux manœuvres d'accostage

En raison de la nature ouverte des abords de la baie, de l'espace entre les deux postes d'amarrage de GNL, et de l'espace entre le poste d'amarrage ouest et le terminal de Grande-Anse, il est possible d'accoster de manière sécuritaire et efficace, tant bâbord à quai que tribord à quai. Même lorsque des navires sont amarrés aux terminaux adjacents, il reste suffisamment d'espace pour manœuvrer les méthaniers en maintenant une distance minimale de 200 mètres avec tout navire amarré à quai.

Compte tenu de la nature prédominante du courant sortant, dont la vitesse varie entre 0,5 et 2,5 nœuds dans les environs immédiats du poste d'amarrage, et du vent prédominant en provenance du quadrant nord-ouest, on estime que, de manière répétitive, les accostages bâbord à quai peuvent être effectués de façon plus sécuritaire et efficace que les accostages tribord à quai. Il est fortement recommandé d'envisager la mise en œuvre d'une politique privilégiant les accostages bâbord à quai.

4.5.2 Recommandations relatives aux manœuvres d'appareillage

Les facteurs évoqués au point ci-dessus s'appliquent également aux manœuvres d'appareillage. En outre, étant donné que le point d'ancrage sécuritaire le plus proche (à une distance considérable) se trouve en amont du poste d'amarrage, si un méthanier est accosté bâbord au quai, ceci faciliterait les appareillages d'urgence ou à court préavis, lorsque le pilote peut ne pas être disponible et que les ressources de remorquage sont limitées. Il convient également de souligner que le temps alloué pour procéder à la présente analyse n'a pas permis d'effectuer un examen exhaustif des manœuvres d'appareillage dans toutes les conditions environnementales. Cependant, à en juger par l'intensité de la force de remorqueur appliquée pendant les manœuvres d'appareillage tribord à quai, à l'exception peut-être de deux ou trois heures par jour où le débit du courant circulant sur les postes d'amarrage est relativement faible, il est très peu probable que les manœuvres d'appareillage tribord à quai soient effectuées sans l'aide d'un remorqueur de port.

4.5.3 Considérations relatives à la conception du quai ou du poste d'amarrage

En tenant compte des deux éléments précédents, si pour une quelconque raison certains aspects de la conception du poste d'amarrage, l'emplacement de l'équipement, des bittes ou autres dispositions concernant l'amarrage doivent favoriser un bord particulier au quai, il est recommandé de privilégier les dispositions relatives à l'amarrage des méthaniers bâbord à quai.

4.5.4 Recommandations relatives au remorqueur de port

En tenant compte du fait que le poste d'amarrage est constamment exposé à un courant fluvial important et qu'il a été recommandé d'utiliser un remorqueur d'escorte (de 90 tonnes), aux fins de planification opérationnelle, il est recommandé d'envisager l'instauration d'une politique relative au remorqueur de port, dont les caractéristiques sont les suivantes :

Confidentiel

a. Pour tous les méthaniers dont la longueur hors tout varie entre 250 et 300 mètres :

   pour tous les déplacements, au moins trois (3) remorqueurs, dont un remorqueur de 90 tonnes fixé à l'arrière du navire (possiblement le même remorqueur utilisé pour l'escorte) et deux (2) autres remorqueurs de port, dotés d'une puissance de traction statique d'au moins 75 tonnes ; et

b. Pour tous les méthaniers dont la longueur hors tout est supérieure à 300 mètres, comme l'indiquent les résultats de l'analyse effectuée à la Phase 1 :

   pour tous les déplacements, au moins quatre (4) remorqueurs, dont un remorqueur de 90 tonnes fixé à l'arrière du navire (possiblement le même remorqueur utilisé pour l'escorte) et trois (3) autres remorqueurs de port, dotés d'une puissance de traction statique d'au moins 75 tonnes.

c. Si pour une quelconque raison, le remorqueur d'escorte n'est pas disponible pendant les mouvements au quai, le remorqueur utilisé à titre de rechange doit avoir une puissance de traction statique d'au moins 75 tonnes.

Il convient de souligner que pour tout équipement de remorquage destiné à être utilisé uniquement pour effectuer des déplacements au terminal (c.-à-d. qui ne sera pas utilisé pour effectuer un transport sous escorte à vitesse élevée), étant donné que le remorquage se fera souvent avec un courant transversal, du point de vue de la conception, il serait préférable que la quille d'escorte ne soit pas trop grande. De plus, en ce qui concerne les opérations dans la glace, il est recommandé de concevoir les remorqueurs de port à cette fin. Étant donné que les remorqueurs ASD qui ne sont pas conçus spécifiquement pour les opérations dans la glace éprouvent souvent des difficultés lorsque les tuyères Kort sont obstruées par la glace, le remorqueur conçu devra probablement avoir un tirant d'eau plus profond, ainsi des hélices non munies de tuyères Kort.

4.6 Recommandations pour de nouvelles simulations

Étant donné que ce projet est à l'étape initiale d'ingénierie et de conception, il y a beaucoup d'inconnues en ce qui concerne la conception complète et finale des postes d'amarrage, et évidemment, l'équipement de remorquage qui sera réellement utilisé, ainsi que le type exact de méthaniers qui seront reçus. Au fur et à mesure que le projet évolue et que les détails sont finalisés, il est recommandé d'effectuer les exercices de simulation suivants au moins dix-huit mois avant le début des opérations :

a. Élaborer des modèles hydrodynamiques détaillés des remorqueurs qui seront utilisés tant pour l'escorte à haute vitesse que pour les opérations d'aide aux navires ;

b. Mener une autre session de simulation afin d'examiner les limites environnementales spécifiques. Le fait de connaître la taille et le modèle exacts de la coque du remorqueur permettra d'effectuer une analyse plus précise des limites liées à l'état de la mer, afin de passer le câble de remorque et de remorquer efficacement une fois le câble accroché. En outre, sachant que la conception de la coque peut avoir une incidence tout aussi importante sur les forces que peut appliquer (sur le navire) le remorqueur à diverses vitesses que celle de la puissance du moteur du navire, cette mesure permettra d'effectuer une analyse plus exhaustive de la plage de vitesses de transit acceptables ;

Confidentiel

c. Revoir les recommandations formulées dans ce rapport concernant les limites de vent lors de manœuvres au terminal et créer une matrice finale sur les opérations de remorquage dans les diverses conditions de vent et de courant fluvial.

4.7 Recommandations relatives à la formation du pilote et du capitaine du remorqueur

En attendant la décision sur la composition exacte de la flotte de remorqueurs (conformément aux recommandations de la section 4.4) et la modélisation des caractéristiques des remorqueurs de port et d'escorte qui seront mis en service, au moins douze mois avant de débuter les opérations, concevoir un programme de formation complet destiné à tous les pilotes et capitaines de remorqueur qui seront impliqués dans les manœuvres de méthaniers. Ce programme de formation et de familiarisation doit comporter des détails sur les éléments suivants :

a. Politiques et procédures de remorquage d'escorte dans le chenal d'approche du Saguenay et dans le Bas-Saguenay entre Pointe-Noire et l'Ile-St-Louis ;
b. Familiarisation avec les manœuvres effectuées au poste d'amarrage et les techniques privilégiées d'accostage ou d'appareillage.

Confidentiel

ANNEXE 1

Sommaire des simulations en temps réel

NavSim 1.5

NavSim 2.0

Confidentiel

Confidentiel

NAV 1.5

Ces fiches contiennent les détails techniques de chaque simulation réalisée dans le cadre du projet et des commentaires concis relevés sur le vif par les opérateurs du simulateur.

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -01	**Quai:**	s/o										
Lieu :	STL7 Saguenay	**Début :**	9 h 03									**Temps écoulé :**	00:55:51
Date:	30 avril 2019	**Fin :**	9 h 48									**Durée de l'exercice :**	10 h 20
Navire :	GAS06B	**Courants**	**Filière :**	conspring-flooddis_14H.etd + Full-sag_spring-flood.etd									
Remorqueur	s/o		**Vitesse :**	3,0	nœuds	X	Flot		Jusant		Étale		
Nombre :	s/o		**Niveau d'eau**	3,5	m		**Point de réf:**	N48°07,208' O069°38,785'					
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	45°	°	**Hauteur**	0,4	m	**Longue**	6,6	m	**Période**	2,1	sec
Coefficient d'efficacité	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	45	°	**Vitesse**	5	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : position GPS N48°08,441' O069°34,402'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 220° x 10 nœuds En direction du Haut-Fond prince
- Visibilité : illimitée /~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o
- 0 h 35 temps accéléré à 3 fois la normale

Commentaire du (des) pilote(s) :

L'angle maximal du gouvernail est de 25°;

Préoccupation : Rien à signaler.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Pause à 0 h 35 pour passer au fichier de courant Full-sag_spring-flood.etd

Navires utilisés

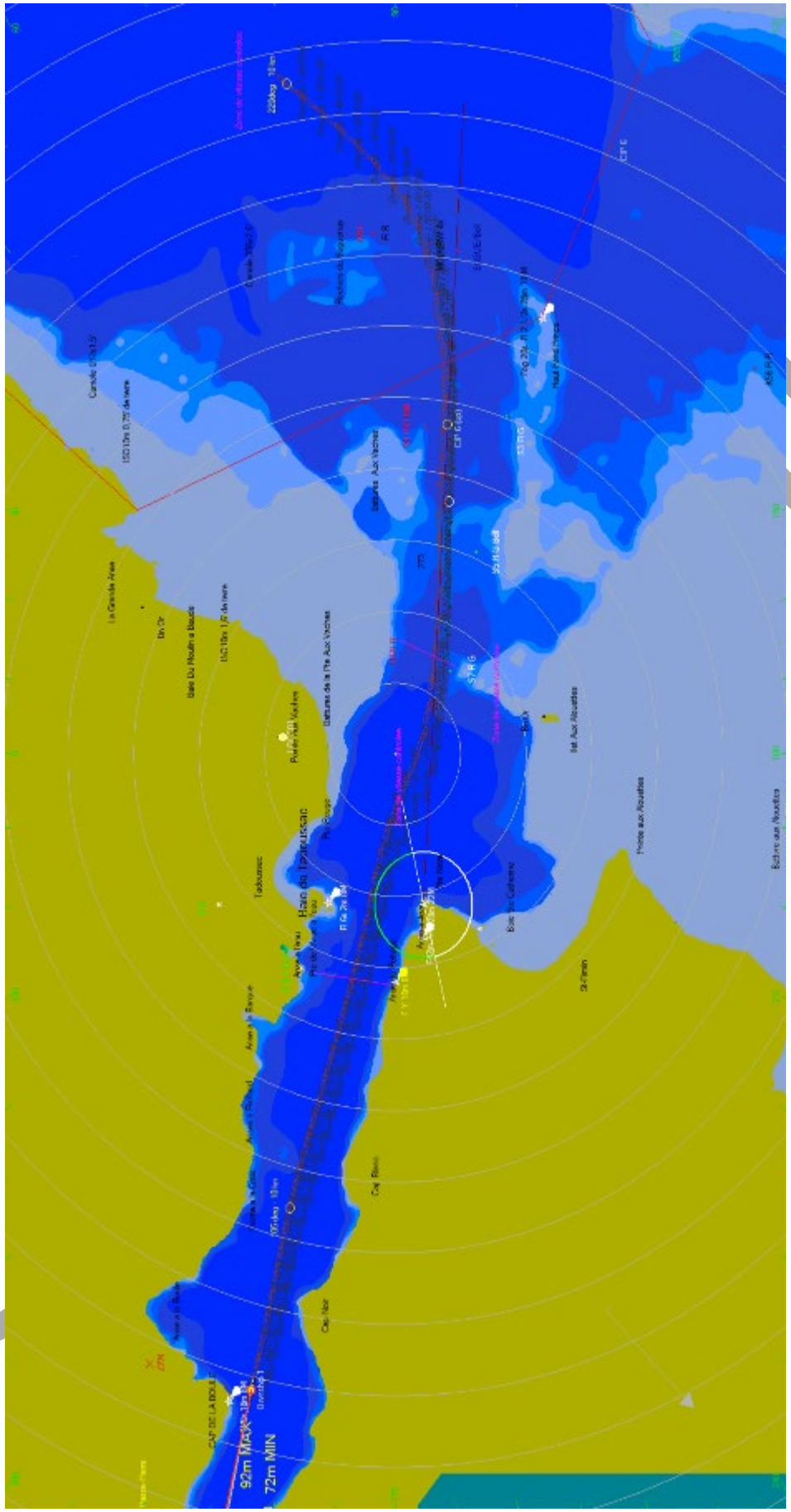
	Navire		
Modèle :	GAS06B		
Longueur hor	315 m		
Largeur :	50 m		
Déplacement	110 341 t		
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m	ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe		
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°		

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190430-0629,LOG	**Filière vidéo :**	RUN-01.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-01.elsx		
Pilote(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Copie nulle



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario :	Exercice -02		**Quai :**	s/o											
Lieu :	STL7 Saguenay		**Début :**	10 h 21									**Temps écoulé :**	00:39:00	
Date :	30 avril 2019		**Fin :**	10 h 57									**rée de l'exercice :**	10 h	
Navire :	GAS06B		**Courants**	**Fichier :**	ConNeap-meandis_14h.etd										
Remorqueur	s/o			**Vitesse :**	0,4	nœuds	X	Flot			Jusant		Étale		
Nombre :	s/o			**Niveau d'eau**	2,0	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'						
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir. :**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir. :**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 255° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o

3 à 4 heures après la marée basse.

Commentaire du (des) pilote(s) :

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

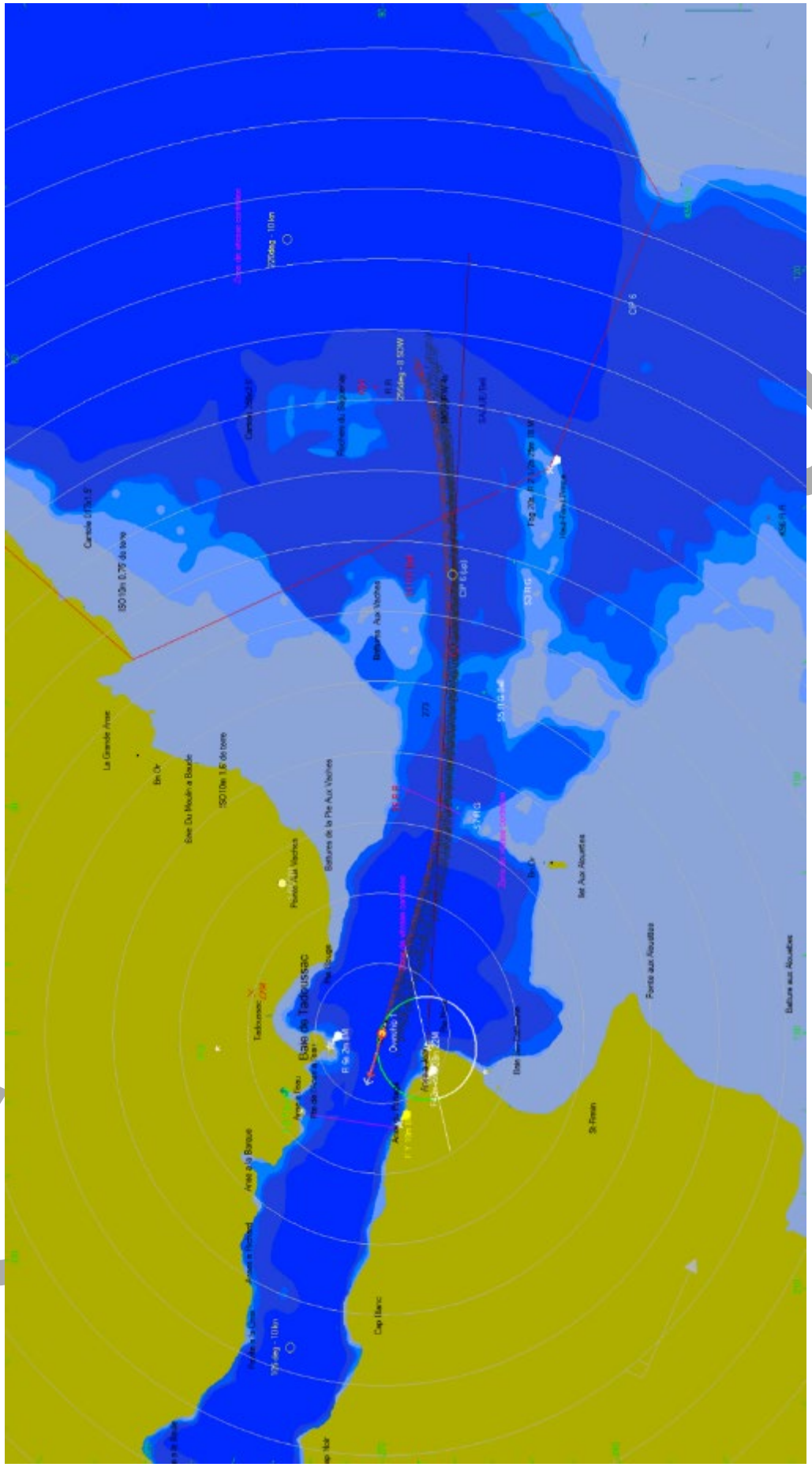
	Navire	
Modèle :	GAS06B	
Longueur hor	315 m	
Largeur :	50 m	
Déplacement	110 341 t	
Tirant d'eau :	AV: 9,4 m ARR: 9,4 m	AV: m ARR: m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°	

Filière Kongsberg:	RUN-01-instructor Station 1-190430-1002,.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-02.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-01.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -03			**Quai:**	s/o										
Lieu :	STL7 Saguenay			**Début :**	11 h 05								**Temps écoulé :**	00:37:00	
Date:	30 avril 2019			**Fin :**	11 h 42								**rée de l'exercice :**	11 h 30	
Navire :	GAS06B			**Courants**	**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd									
Remorqueur	s/o				**Vitesse :**	0,8	nœuds	X	Flot		Jusant		Étale		
Nombre :	s/o				**Niveau d'eau**	2,4	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'					
Puissance de traction	s/o	t		**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2 sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%		**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds					

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Nul

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 255° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

Commentaire du (des) pilote(s) :

L'exercice précédent était plus facile lors du virage à un cap de 273°.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

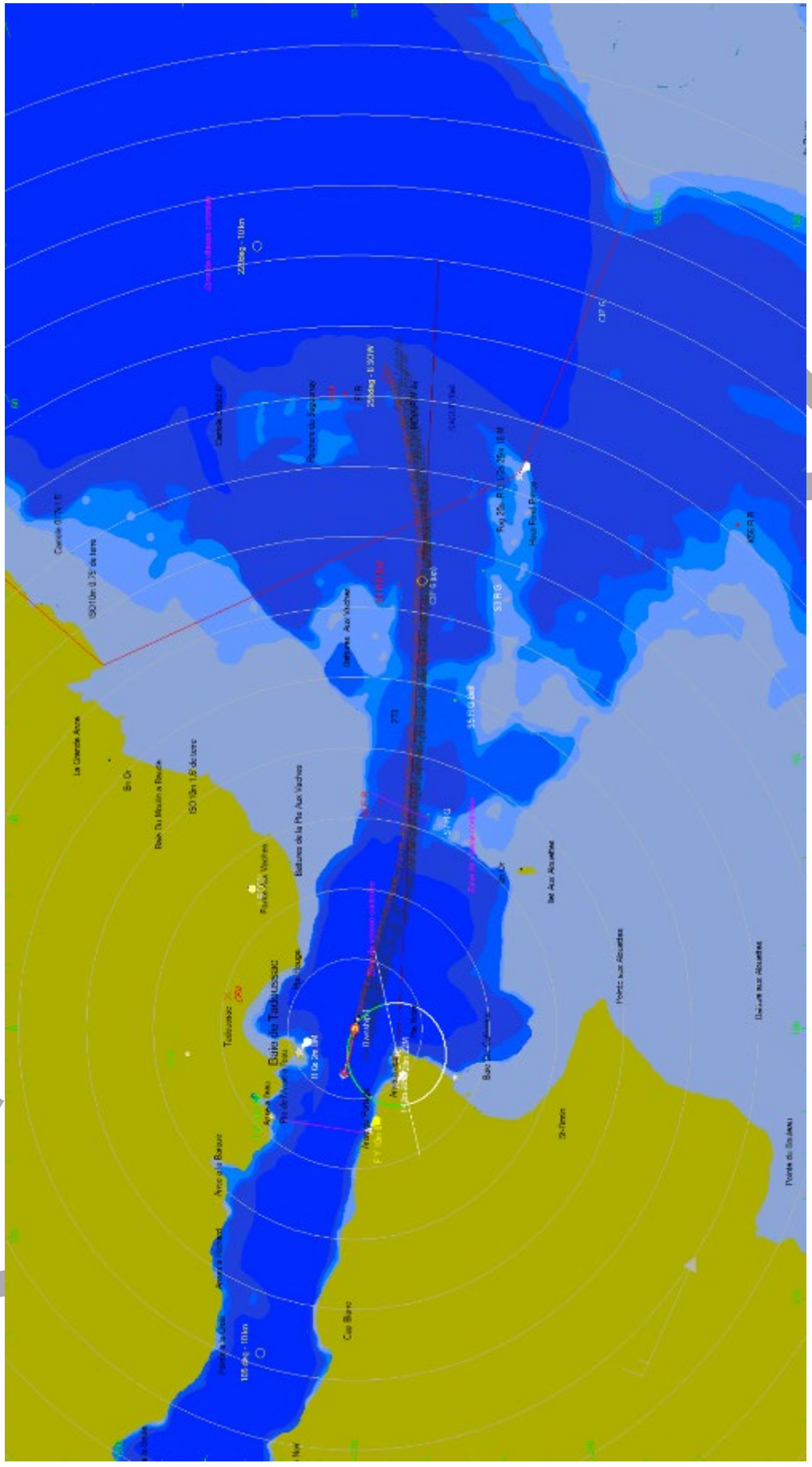
	Navire	
Modèle :	GAS06B	
Longueur hor	315 m	
Largeur :	50 m	
Déplacement	110 341 t	
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°	

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190430-1105.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-03.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-01.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario :	Exercice -04			**Quai :**	s/o										
Lieu :	STL7 Saguenay			**Début :**	12 h 31									**Temps écoulé :**	00:35:00
Date :	30 avril 2019			**Fin :**	13 h 06									**rée de l'exercice :**	2 h
Navire :	GAS06B			**Courants**		**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd								
Remorqueur	s/o			**090°**		**Vitesse :**	0,6	nœuds	X	Flot		Jusant		Étale	
Nombre :	s/o					**Niveau d'eau**	3,1	m			**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'			
Puissance de traction	s/o	t		**Vague :**	**Dir. :**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2 sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%		**Vent :**	**Dir. :**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds					

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Nul

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 255° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o

Commentaire du (des) pilote(s) :

Bon fonctionnement, déplacement sans difficulté

L'angle max du gouvernail à 5 deg.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

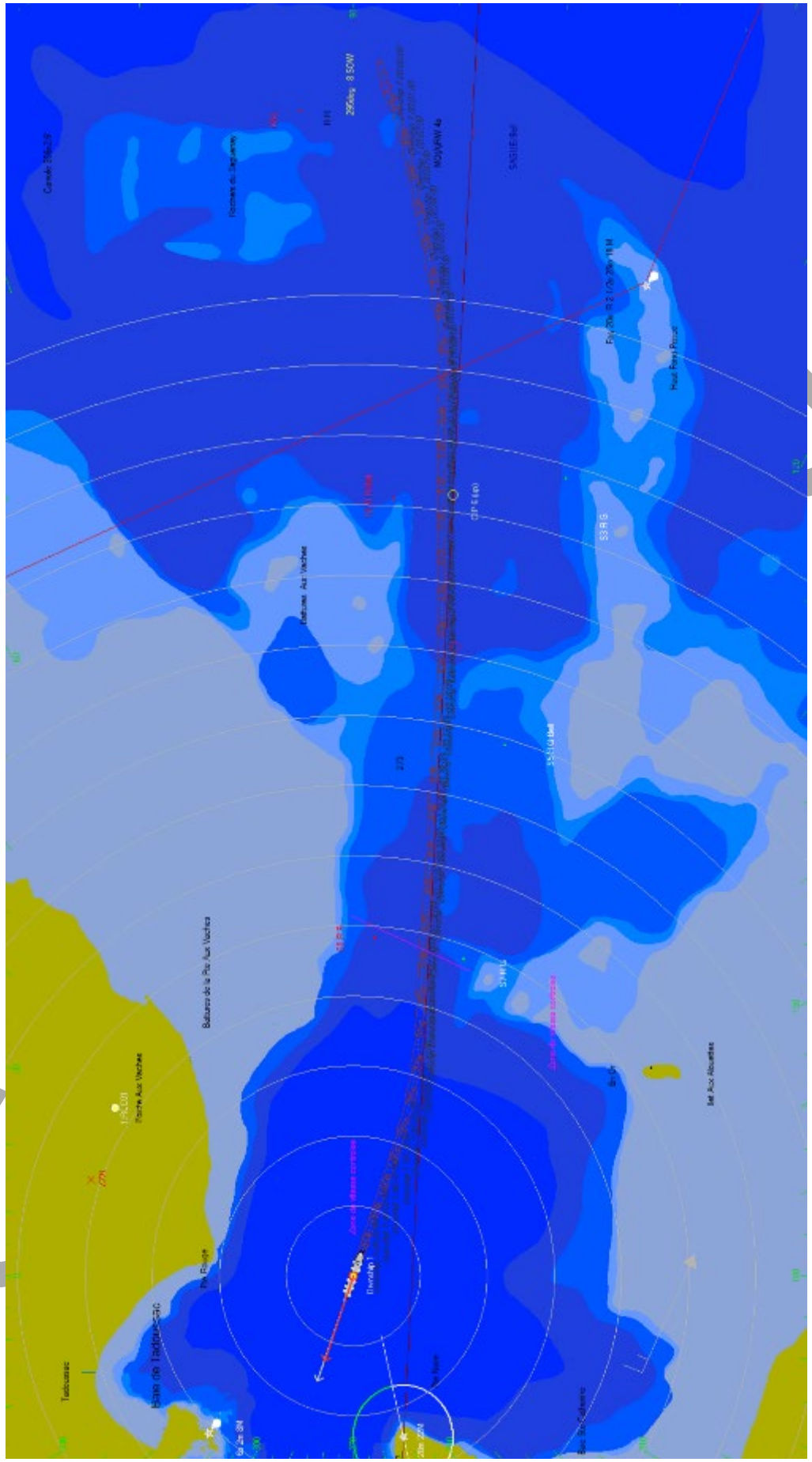
	Navire	
Modèle :	GAS06B	
Longueur hor	315 m	
Largeur :	50 m	
Déplacement	110 341 t	
Tirant d'eau :	AV: 9,4 m ARR: 9,4 m	AV: m ARR: m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°	

Filière Kongsberg:	RUN-01-instructor Station 1-190430-1149.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-04,.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-01.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -05	**Quai:**	s/o												
Lieu :	STL7 Saguenay	**Début :**	13 h 16										**Temps écoulé :**	00:42:00	
Date:	30 avril 2019	**Fin :**	13 h 59										**rée de l'exercice :**	3 h 30	
Navire :	GAS06B	**Courants**	**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd											
Remorqueur	s/o	**092°**	**Vitesse :**	0,6	nœuds		Flot		x	Jusant		Étale			
Nombre :	s/o		**Niveau d'eau**	2,9	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'							
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 255° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o

Commentaire du (des) pilote(s) :

L'angle max du gouvernail à 5 deg;

Navire facilement manœuvrable.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

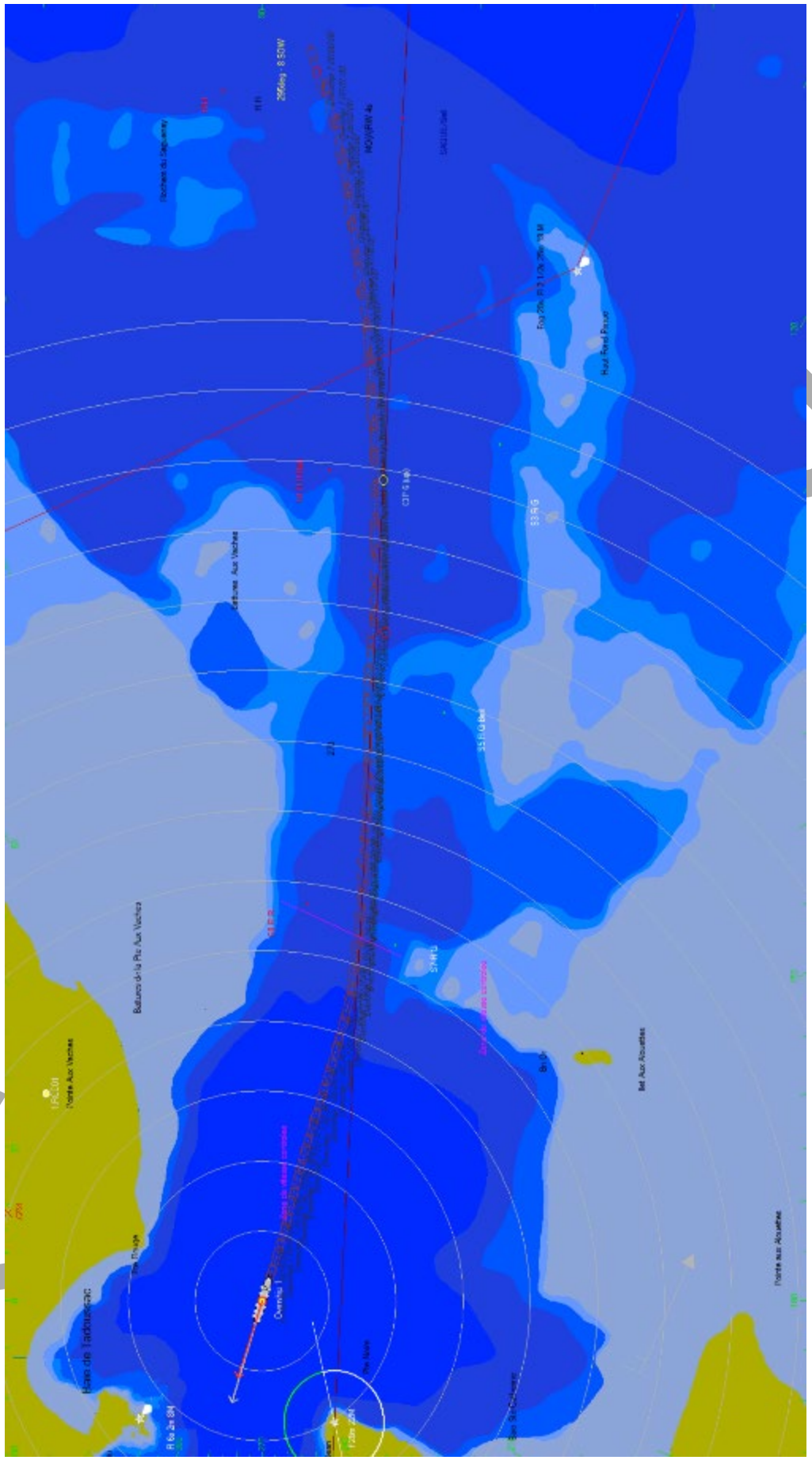
	Navire	
Modèle :	GAS06B	
Longueur hor	315 m	
Largeur :	50 m	
Déplacement	110 341 t	
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°	

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190430-1312.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-05,.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-01.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -06			**Quai:**	s/o												
Lieu :	STL7 Saguenay			**Début :**	14 h 20										**Temps écoulé :**	00:39:00	
Date:	30 avril 2019			**Fin :**	14 h 55										**rée de l'exercice :**	01 h 30	
Navire :	GAS06B			**Courants**		**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd										
Remorqueur	s/o			**279°**		**Vitesse :**	1,0	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale	
Nombre :	s/o					**Niveau d'eau**	3,1	m				**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'				
Puissance de traction	s/o	t		**Vague :**	**Dir.:**	295	°		**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%		**Vent :**	**Dir.:**	295	°		**Vitesse**	15	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 255° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o

00:28 temps accéléré à 2 fois la normale

Commentaire du (des) pilote(s) :

Comme lors des autres exercices, aucun problème de contrôle;

L'angle max du gouvernail à 5 deg.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

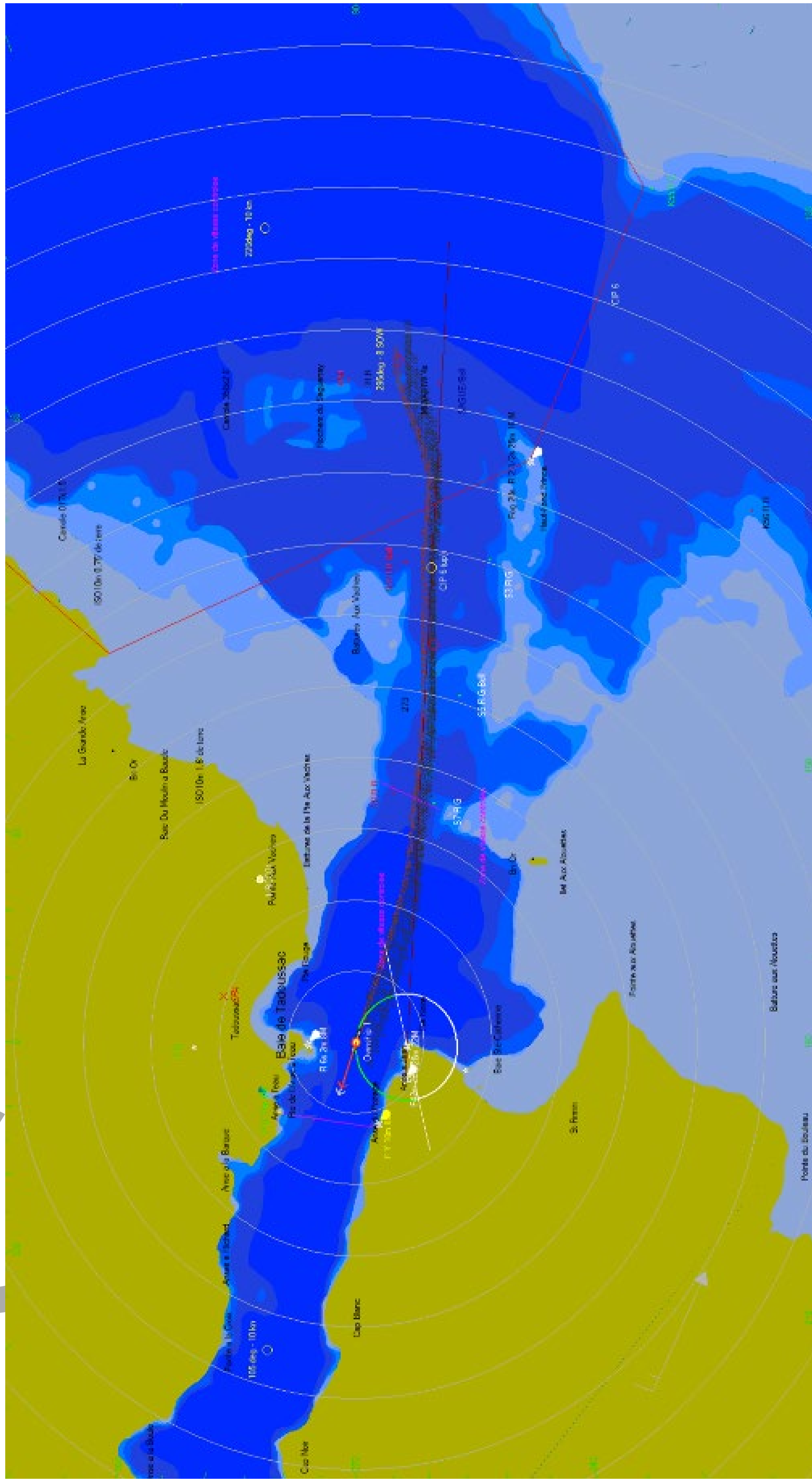
	Navire	
Modèle :	GAS06B	
Longueur hor	315 m	
Largeur :	50 m	
Déplacement	110 341 t	
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°	

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190430-1405.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-06,.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-01.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel


Baie de Tadoussac

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -07		**Quai:**	s/o											
Lieu :	STL7 Saguenay		**Début :**	15 h 03									**Temps écoulé :**	01:10:00	
Date:	30 avril 2019		**Fin :**	16 h									**rée de l'exercice :**	10 h 20	
Navire :	GAS06B		**Courants**	**Filière :**	conspring-flooddis_14H.etd + Full-sag_spring-flood.etd										
Remorqueur	s/o			**Vitesse :**	3,0	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale	
Nombre :	s/o			**Niveau d'eau**	3,5	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'						
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	45	°	**Hauteu**	2,0	m	**Longue**	31,2	m	**Période**	4,5	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	45	°	**Vitesse**	25	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Nul

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°08,441' O069°34,402'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 220° x 10 nœuds En direction du Haut-Fond prince
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

0 h 43 temps accéléré à 2 fois la normale

Commentaire du (des) pilote(s) :

Plus de difficultés en raison du vent, requiert davantage d'attention;

Ne doit pas être effectué à cette vitesse, une vitesse plus élevée serait préférable tout au moins lors de la giration

En passant les bouées B 7 et 8, il fallait effectuer de courtes augmentations du régime moteur afin de contrôler le navire.

LIMITE

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

0 h 47 Vent changé au 075° à la même vitesse, direction des vagues aussi changée au 075° (0 h 47 à 0 h 50)

Navires utilisés

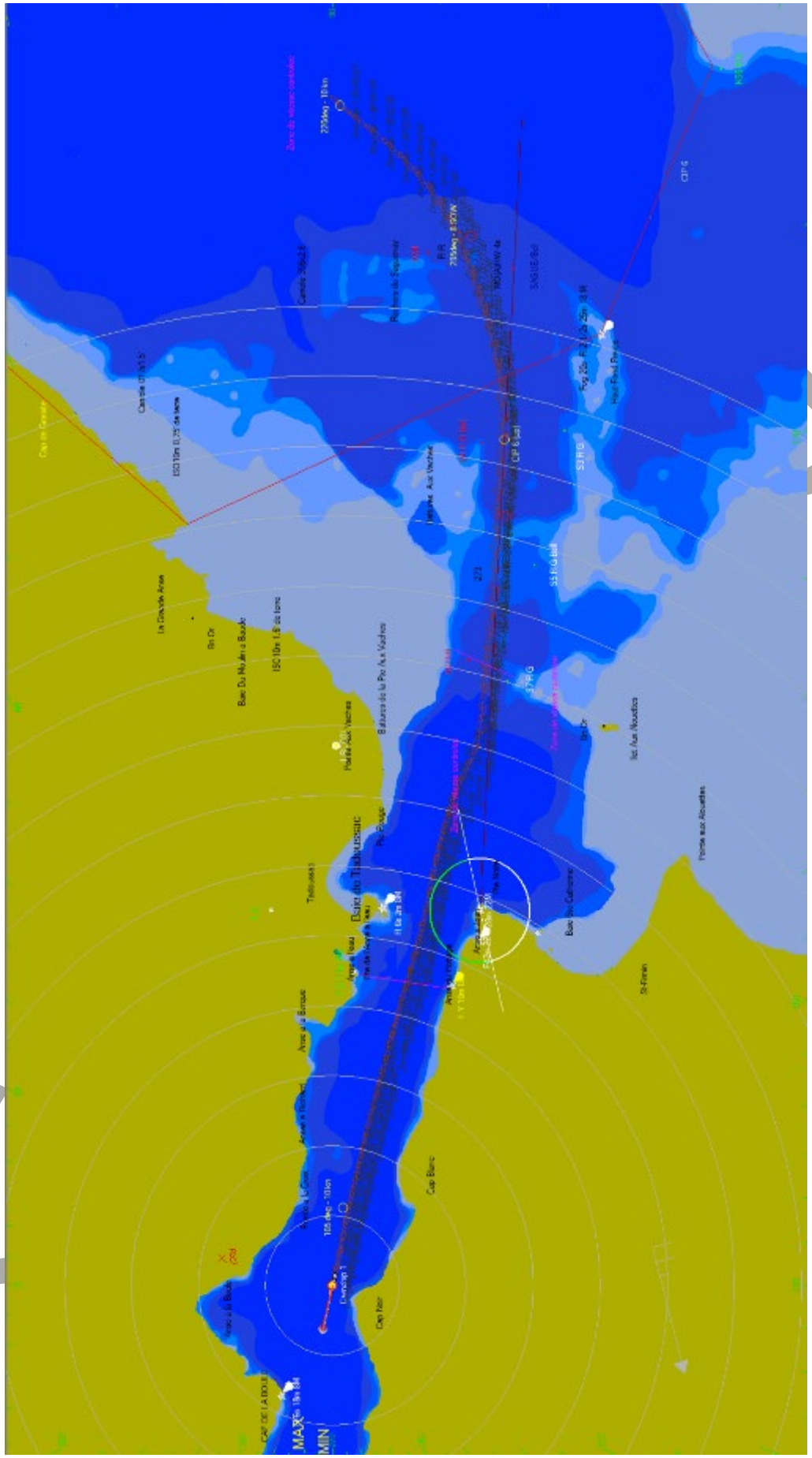
	Navire	
Modèle :	GAS06B	
Longueur hor	315 m	
Largeur :	50 m	
Déplacement	110 341 t	
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°	

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190430-1502.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-07.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-01.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -08	**Quai:**	s/o												
Lieu :	STL7 Saguenay	**Début :**	08 h 19										**Temps écoulé :**	00:52:00	
Date:	1er mai 2019	**Fin :**	09 h 11										**rée de l'exercice :**	01 h 30	
Navire :	GAS06B	**Courants**	**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd											
Remorqueur	s/o	**279°**	**Vitesse :**	1,0	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale		
Nombre :	s/o		**Niveau d'eau**	3,1	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'							
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 255° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

0 h 9 arrêt du moteur

Commentaire du (des) pilote(s) :

Méthode de contrôle similaire à celle employée pour contrôler les gros navires (Cap Size) qui s'ancrent à la Pointe Saint-Jean.

Expérience acquise en utilisant ces navires CAP SIZE à QUEBEC;

Gouvernail bloqué à 35°.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

0 h 32 moteur tribord à 50% pour garder le cap

Navires utilisés

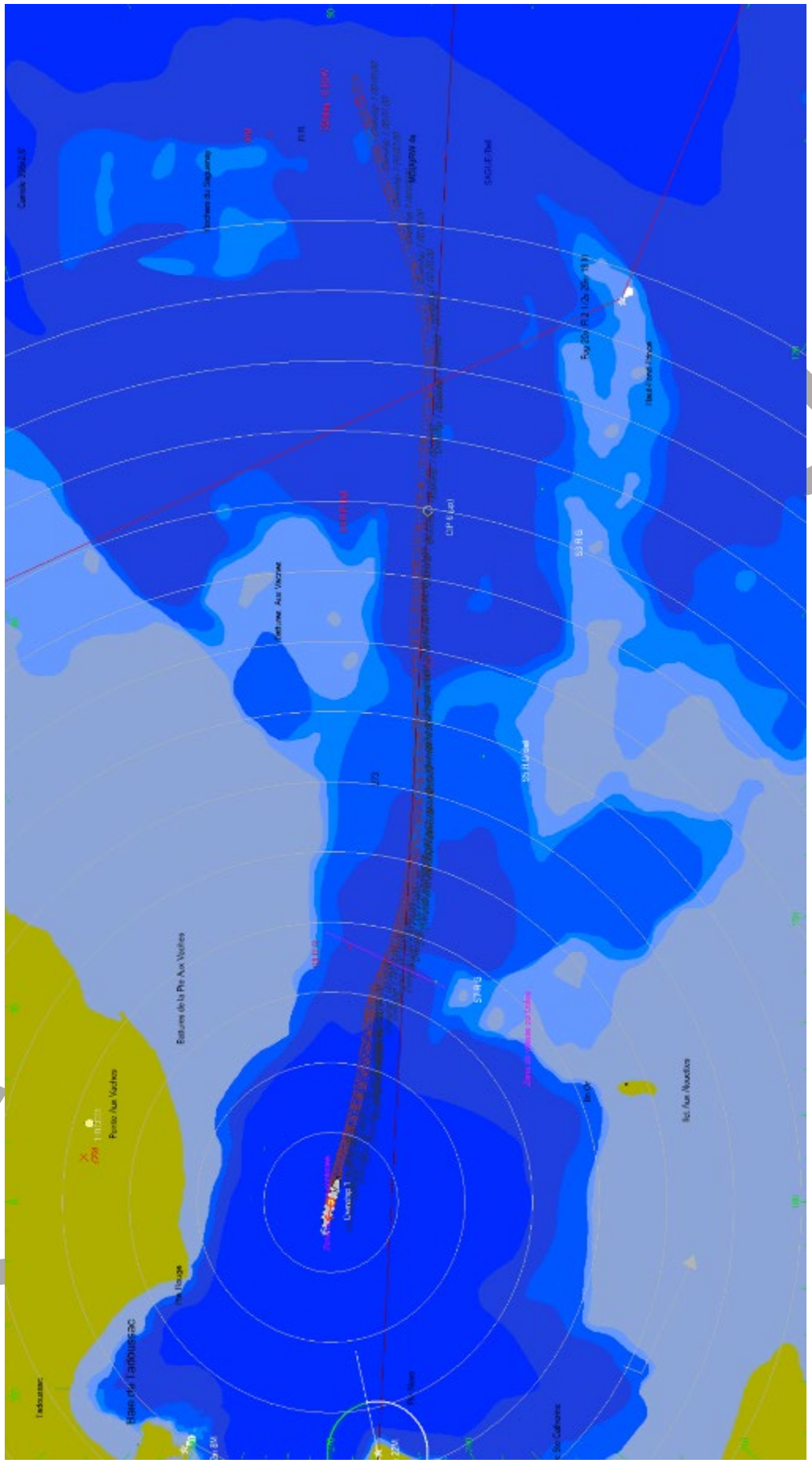
	Navire		
Modèle :	GAS06B		
Longueur hor	315 m		
Largeur :	50 m		
Déplacement	110 341 t		
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m	
Système de pr	Deux hélices à pas fixe		
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°		

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-0649.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-08.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -09			**Quai:**	s/o										
Lieu :	STL7 Saguenay			**Début :**	09 h 24									**Temps écoulé :**	00:52:00
Date:	1er mai 2019			**Fin :**	10 h 04									**rée de l'exercice :**	1 h 30
Navire :	GAS06B			**Courants**		**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd								
Remorqueur	s/o			**279°**		**Vitesse :**	1,0	nœuds	X	Flot		Jusant		Étale	
Nombre :	s/o					**Niveau d'eau**	3,1	m			**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'			
Puissance de traction	s/o	t		**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2 sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%		**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds					

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 255° x 11 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

00:27 temps accéléré à 2 fois la normale

Commentaire du (des) pilote(s) :

Bon contrôle

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

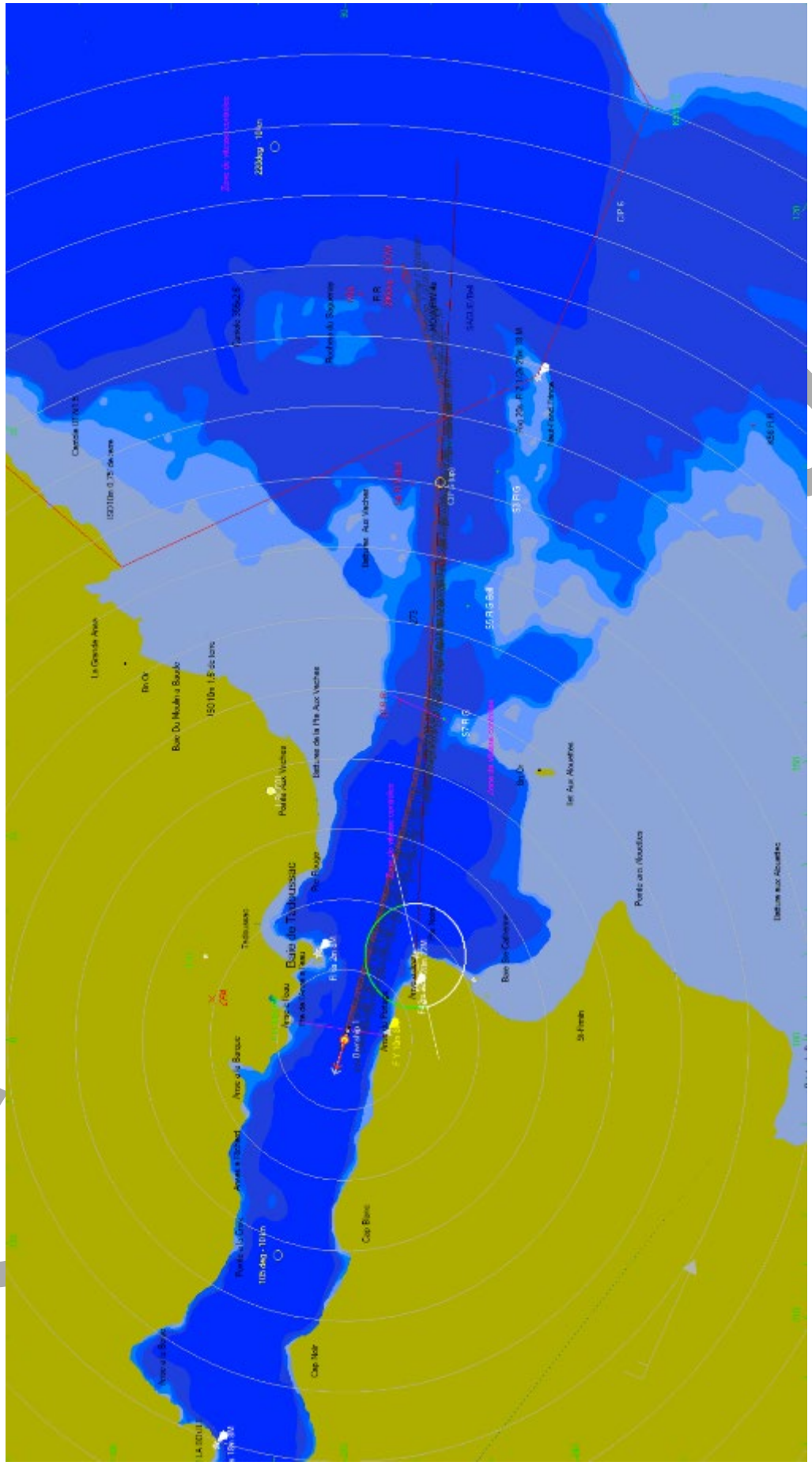
	Navire		
Modèle :	GAS06B		
Longueur hor	315 m		
Largeur :	50 m		
Déplacement	110 341 t		
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m	
Système de pr	Deux hélices à pas fixe		
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°		

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-0920.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-09.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -10			**Quai:**	s/o										
Lieu :	STL7 Saguenay			**Début :**	10 h 05								**Temps écoulé :**	01:18:00	
Date:	1er mai 2019			**Fin :**	10 h 54								**rée de l'exercice :**	1 h 30	
Navire :	GAS06B			**Courants**	**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd									
Remorqueur	s/o			**279°**	**Vitesse :**	1,0	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale
Nombre :	s/o				**Niveau d'eau**	3,1	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'					
Puissance de traction	s/o	t		**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2 sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%		**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds					

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 255° x 11 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

00:28 temps accéléré à 3 fois la normale

Commentaire du (des) pilote(s) :

Bonne manœuvrabilité

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

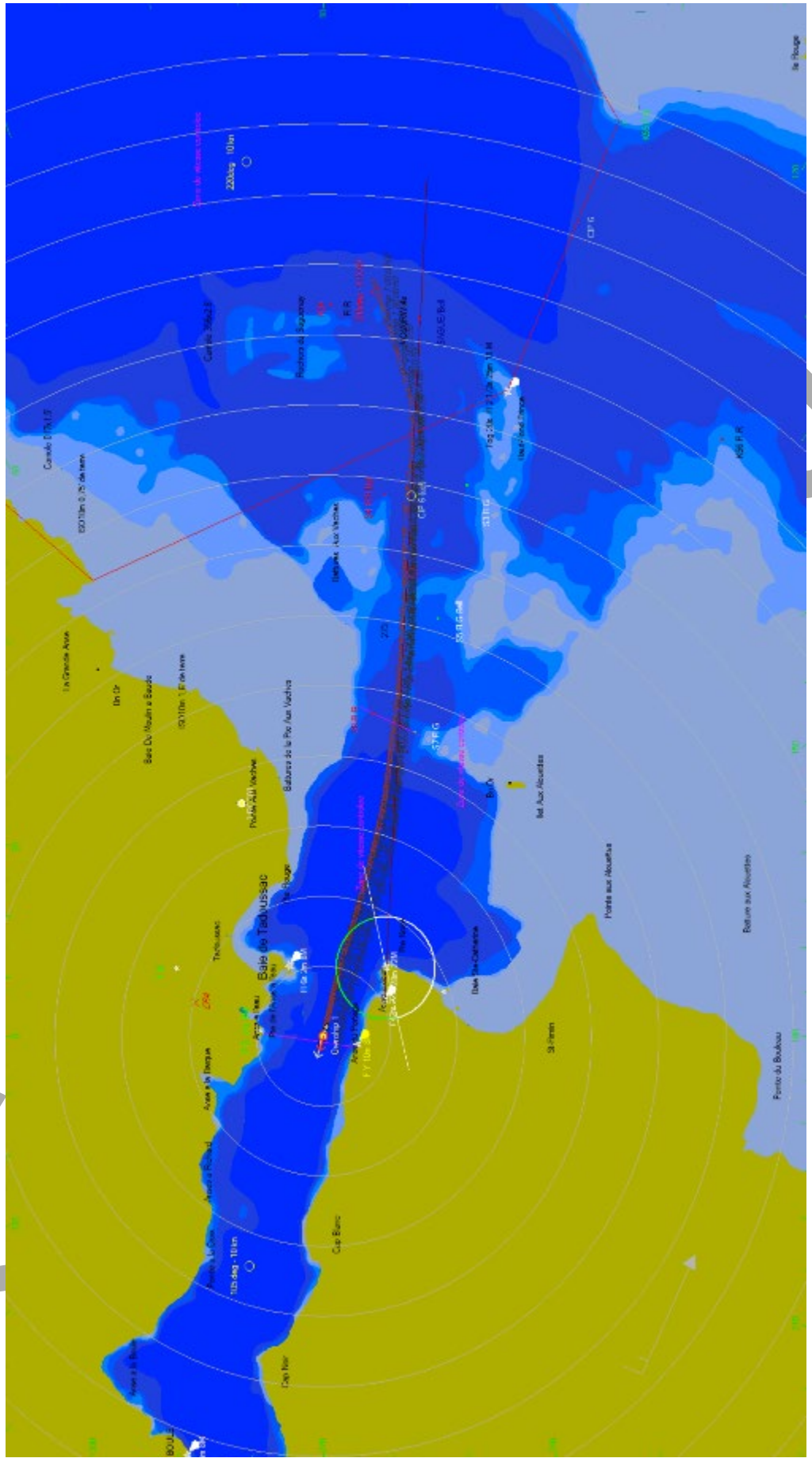
	Navire	
Modèle :	GAS06B	
Longueur hor	315 m	
Largeur :	50 m	
Déplacement	110 341 t	
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°	

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-1012.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-10.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -11			**Quai:**	s/o										
Lieu :	STL7 Saguenay			**Début :**	11 h 04								**Temps écoulé :**	00:59:00	
Date:	1er mai 2019			**Fin :**	11 h 50								**rée de l'exercice :**	11 h 15	
Navire :	GAS06B			**Courants**	**Filière :**	ConSpring-meandis_14h.etd									
Remorqueur	s/o			**267°**	**Vitesse :**	2,2	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale
Nombre :	s/o				**Niveau d'eau**	4,1	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'					
Puissance de traction	s/o	t		**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2 sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%		**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds					

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 255° x 11 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

0 h 08 arrêt du moteur

Commentaire du (des) pilote(s) :

Le déplacement est gérable entre la s4 et la s3, mais une fois que le navire passe la s5, il faut modifier l'allure d'en avant très lente à en avant lente, afin de contrer l'effet du courant et maintenir la gouverne.

Il est sécuritaire de le faire sur les deux moteurs.

0 h 41 temps accéléré à 3 fois la normale

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

0 h 16 courtes augmentations du régime de la machine en avant très lente

0 h 27 en avant lente

0 h 31 en avant très lente sur les deux machines

Navires utilisés

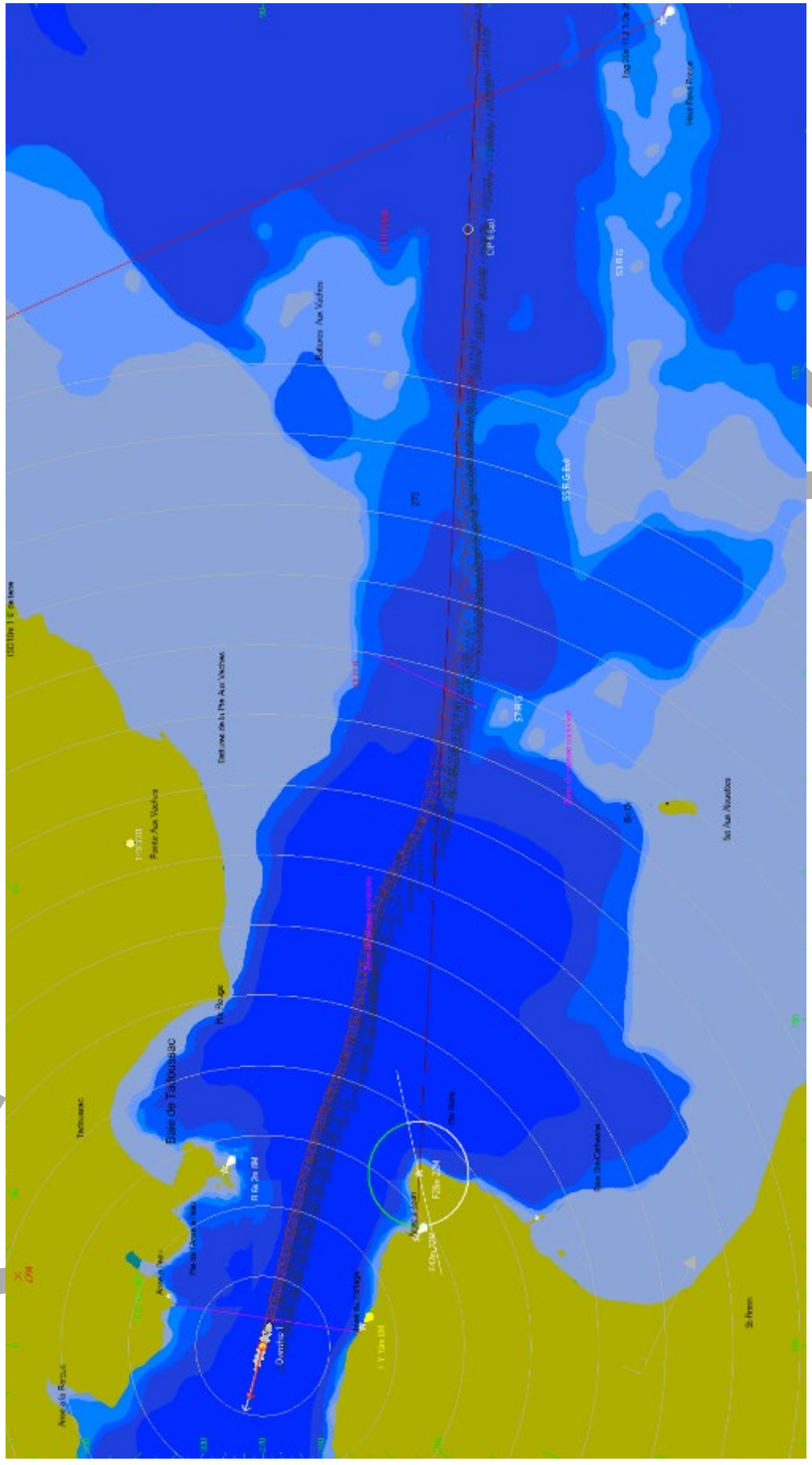
	Navire		
Modèle :	GAS06B		
Longueur hor	315 m		
Largeur :	50 m		
Déplacement	110 341 t		
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m	ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe		
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°		

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-1102.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-11.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -12		**Quai:**	s/o										
Lieu :	STL7 Saguenay		**Début :**	12 h 56								**Temps écoulé :**	02:00:00	
Date:	1er mai 2019		**Fin :**	13 h 46								**rée de l'exercice :**	07 h	
Navire :	GAS06B		**Courants**	**Filière :**	full-sag_neap-mean.etd									
Remorqueur	s/o		**152°**	**Vitesse :**	1,0	nœuds		Flot		x	Jusant		Étale	
Nombre :	s/o			**Niveau d'eau**	2,0	m	**Point de réf :**	N48°09,766' O069°51,207'						
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	14,8	m	**Période**	3,1 sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	90	°	**Vitesse**	20	nœu	Windmap 20nd East.wnd				

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°09,766' O069°51,207' près de l'Anse au Sable
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 333° x 11 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

Les vents d'est suivent généralement le corridor du fjord

Commentaire du (des) pilote(s) :

Aucun commentaire

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

0 h 02 temps accéléré à 3 fois la normale

0 h 20 temps au réglage normal

0 h 35 temps accéléré à 2 fois la normale --- 0 h 48 temps accéléré à 3 fois la normale --- 1 h 27 temps accéléré à 5 fois la normale

Navires utilisés

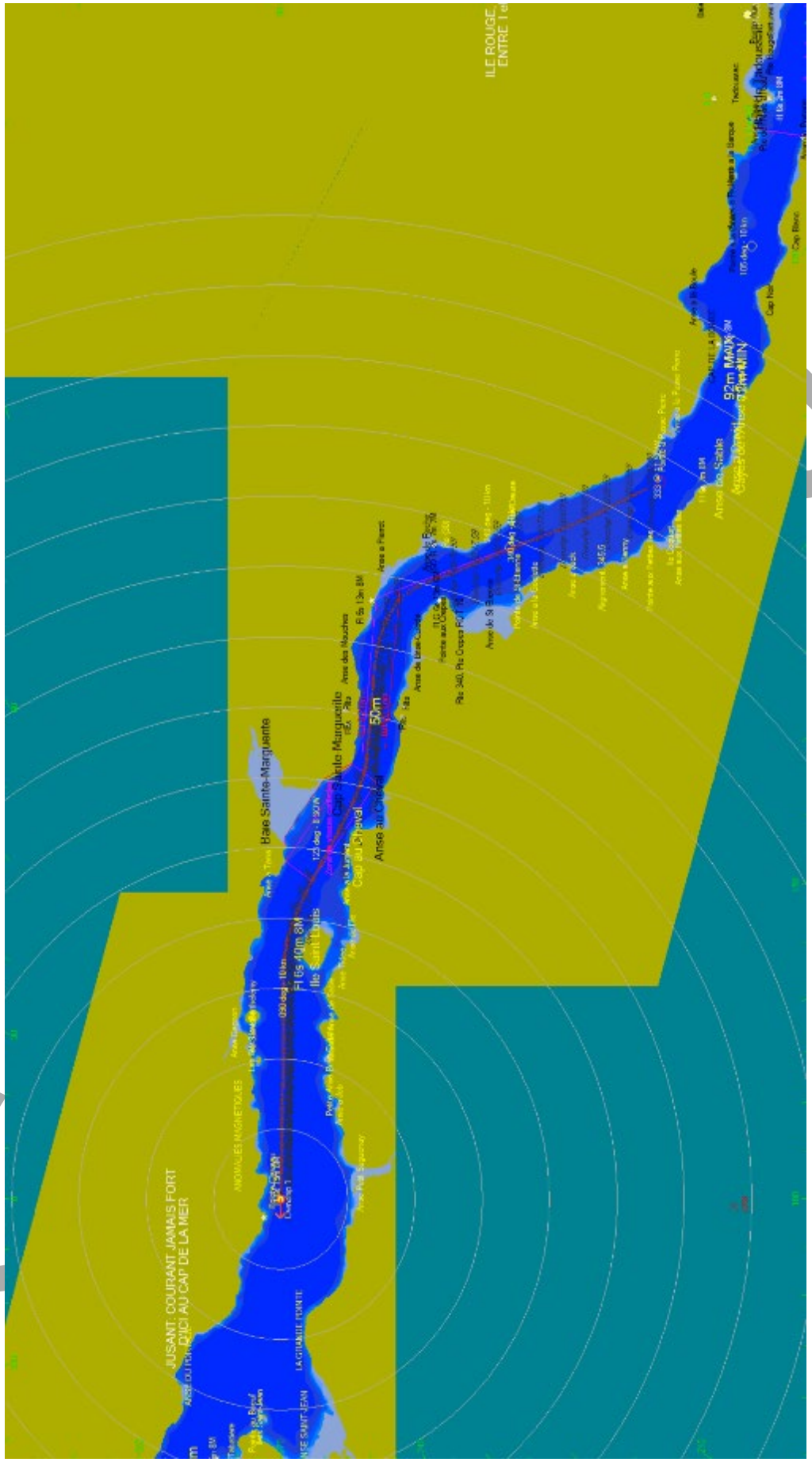
	Navire	
Modèle :	GAS06B	
Longueur hor	315 m	
Largeur :	50 m	
Déplacement	110 341 t	
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°	

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-1205.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-12.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -13		**Quai:**	s/o											
Lieu :	STL7 Saguenay		**Début :**	14 h 01									**Temps écoulé :**	01:00:00	
Date:	1er mai 2019		**Fin :**	14 h 32									**rée de l'exercice :**	2 h 30	
Navire :	GAS06B		**Courants**	**Filière :**	full-sag_spring-flood.etd										
Remorqueur	s/o		**102°**	**Vitesse :**	4,3	nœuds		Flot		x	Jusant		Étale		
Nombre :	s/o			**Niveau d'eau**	2,5	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'						
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,4	m	**Longue**	20,1	m	**Période**	3,6	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	25	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°08,651' O069°47,094'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 110° x 10 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

Commentaire du (des) pilote(s) :

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

0 h 01 temps accéléré à 3 fois la normale

0 h 12 temps au réglage normal

0 h 30 temps accéléré à 3 fois la normale --- 0 h 42 temps accéléré à 5 fois la normale

Navires utilisés

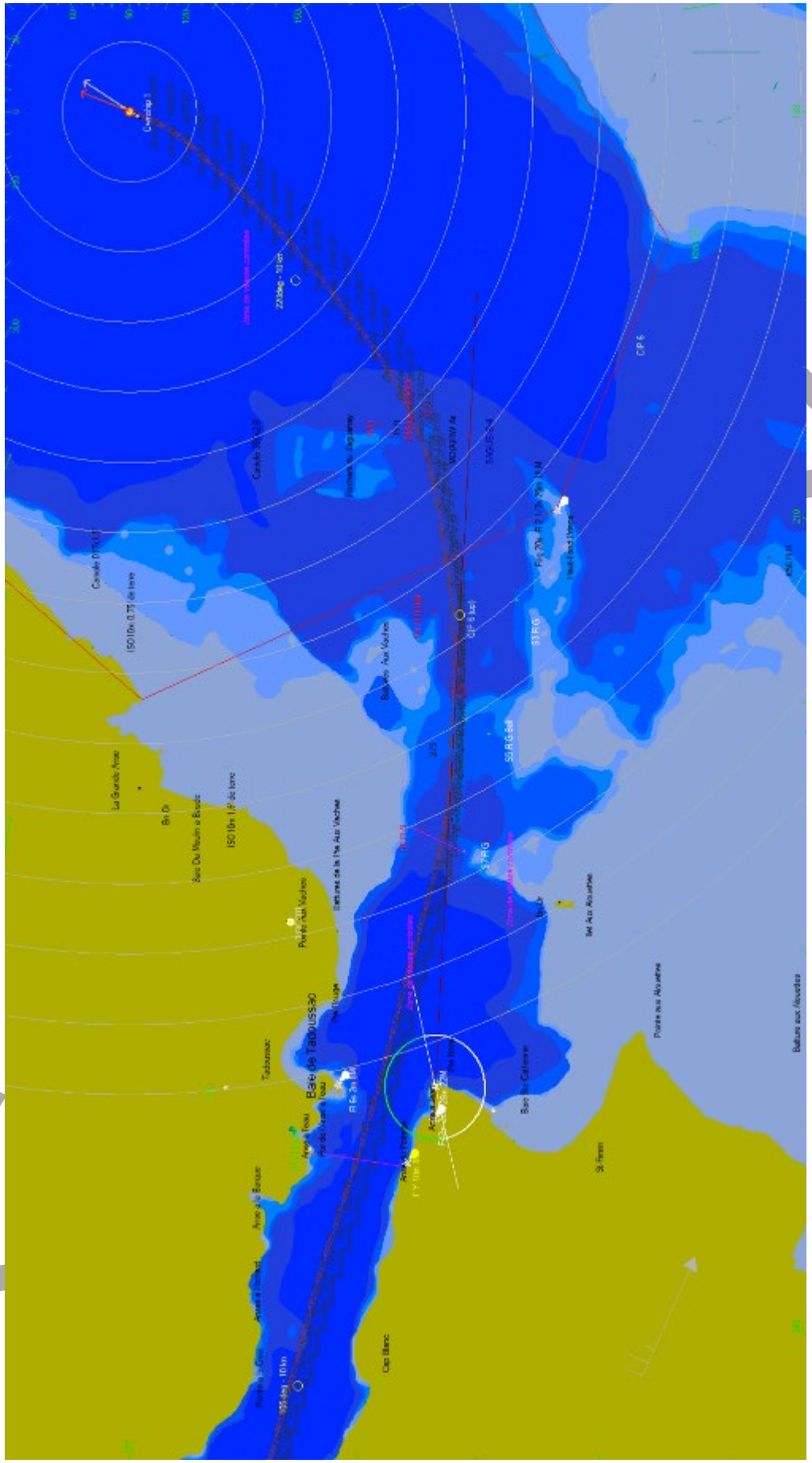
	Navire		
Modèle :	GAS06L		
Longueur hor	315 m		
Largeur :	50 m		
Déplacement	110 341 t		
Tirant d'eau :	AV : 11,7 m ARR : 11,7 m	AV : m	ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe		
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°		

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-1401.LOG	**Filière vidéo :**	nul
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -14			**Quai:**	s/o										
Lieu :	STL7 Saguenay			**Début :**	14 h 39								**Temps écoulé :**	00:36:00	
Date:	1er mai 2019			**Fin :**	15 h 16								**rée de l'exercice :**	3 h 30	
Navire :	GAS06B			**Courants**	**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd									
Remorqueur	s/o			**088°**	**Vitesse :**	1,0	nœuds		Flot		x	Jusant		Étale	
Nombre :	s/o				**Niveau d'eau**	2,9	m		**Point de réf :**	N48°07,209' O069°38,787'					
Puissance de traction	s/o	t		**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	0,7	m	**Longue**	10,1	m	**Période**	2,5 sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%		**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds					

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Nul

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,875' O069°43,800'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 105° x 11 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

Commentaire du (des) pilote(s) :

1 h 02 arrêt du moteur

Machine en avant lente pendant 30 sec entre la S7 et la S8, puis retour à la machine tribord en avant très lente et gouvernail à tribord pour empêcher le navire de virer à bâbord.

Bon maintien, sans aucune difficulté.

L'angle maximal du gouvernail à 25°

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

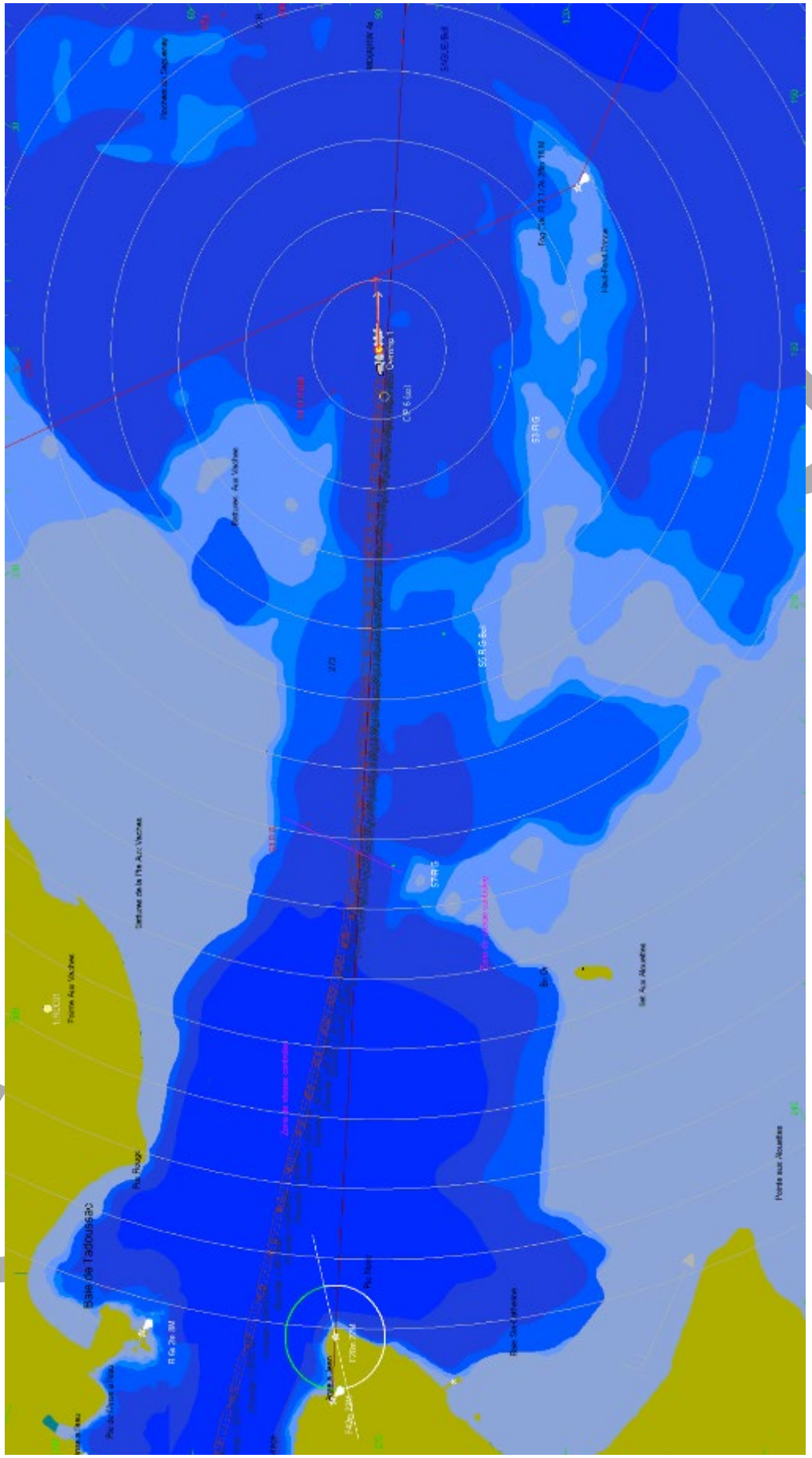
	Navire		
Modèle :	GAS06L		
Longueur hor	315 m		
Largeur :	50 m		
Déplacement	110 341 t		
Tirant d'eau :	AV : 11,7 m ARR : 11,7 m	AV : m ARR : m	
Système de pr	Deux hélices à pas fixe		
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°		

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-1438.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-14.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Officiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -15		**Quai:**	s/o									**Temps écoulé :**	00:25:00	
Lieu :	STL7 Saguenay		**Début :**	15 h 27											
Date:	1er mai 2019		**Fin :**	15 h 52									**rée de l'exercice :**	3 h 30	
Navire :	GAS06B		**Courants**	**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd										
Remorqueur	s/o		**088°**	**Vitesse :**	1,0	nœuds		Flot		x	Jusant		Étale		
Nombre :	s/o			**Niveau d'eau**	2,9	m		**Point de réf :**	N48°07,209' O069°38,787'						
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	0,7	m	**Longue**	10,1	m	**Période**	2,5	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,875' O069°43,800'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 105° x 11 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

Commentaire du (des) pilote(s) :

Machine en avant lente pendant 30 sec entre la S7 et la S8, puis retour à la machine tribord en avant très lente et gouvernail à tribord pour empêcher le navire de virer à bâbord;

Bon maintien, sans aucune difficulté.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

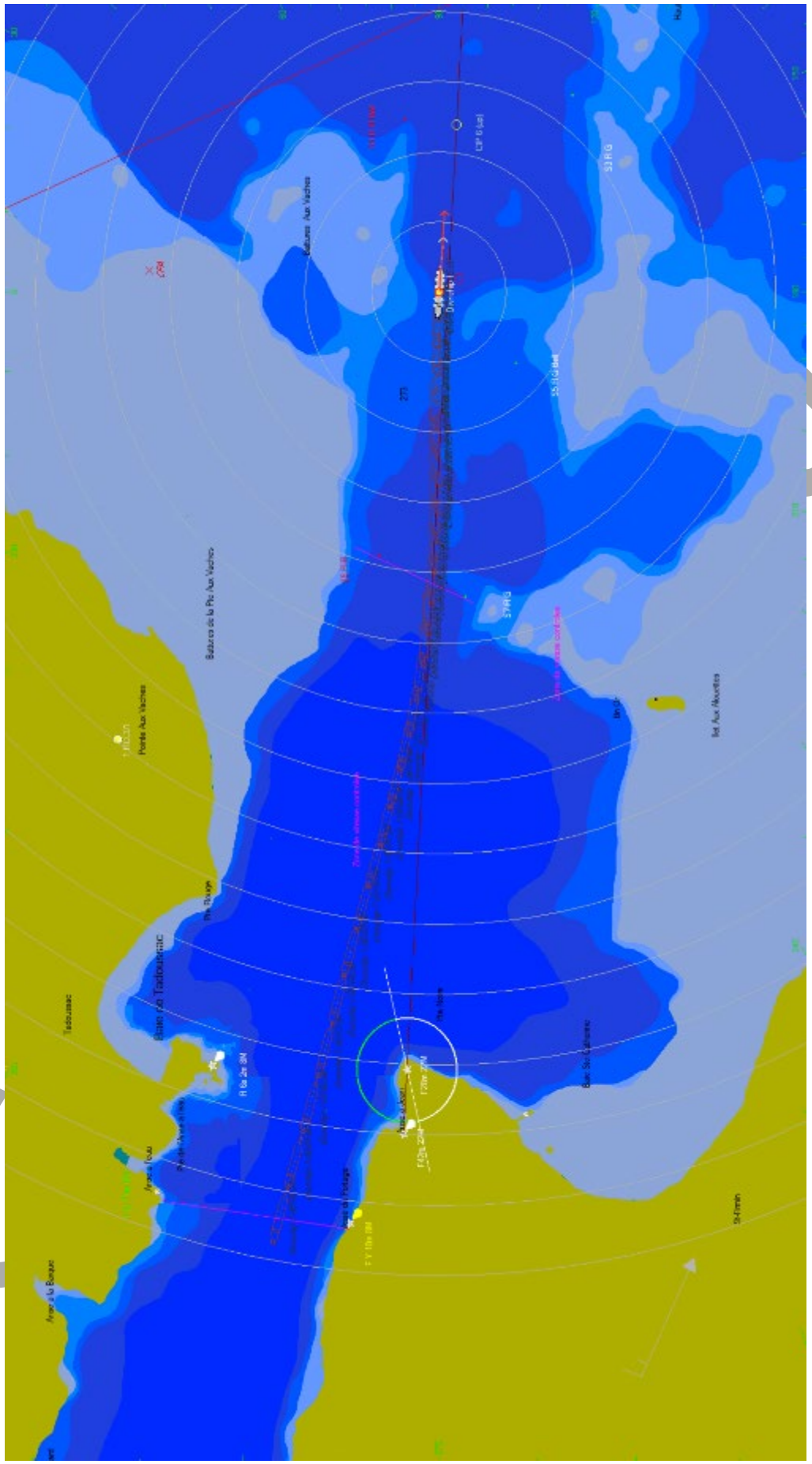
	Navire		
Modèle :	GAS06L		
Longueur hor	315 m		
Largeur :	50 m		
Déplacement	110 341 t		
Tirant d'eau :	AV : 11,7 m ARR : 11,7 m		AV : m ARR : m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe		
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°		

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-1523.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-15.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Avril - Mai 2019

Scénario:	Exercice -16		**Quai:**	s/o											
Lieu :	STL7 Saguenay		**Début :**	15 h 58									**Temps écoulé :**	00:35:00	
Date:	1er mai 2019		**Fin :**	16 h 33									**rée de l'exercice :**	01 h 30	
Navire :	GAS06B		**Courants**	**Filière :**	ConNeap-meandis_14h.etd										
Remorqueur	s/o		**279°**	**Vitesse :**	1,0	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale	
Nombre :	s/o			**Niveau d'eau**	3,1	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'						
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	15,7	m	**Période**	3,2	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Position GPS N48°07,464' O069°35,791' Passe devant la bouée K54
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 255° x 11 nœuds
- Visibilité : illimitée / ~~Obscurité : 0%~~
- Fichier de houle : s/o

Commentaire du (des) pilote(s) :

Arrêt de la machine lors du passage devant la S8. Il a fallu appliquer un angle élevé de gouvernail afin de maintenir le navire sur sa route. Le moteur bâbord a été mis en avant très lente de temps à autre

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Navires utilisés

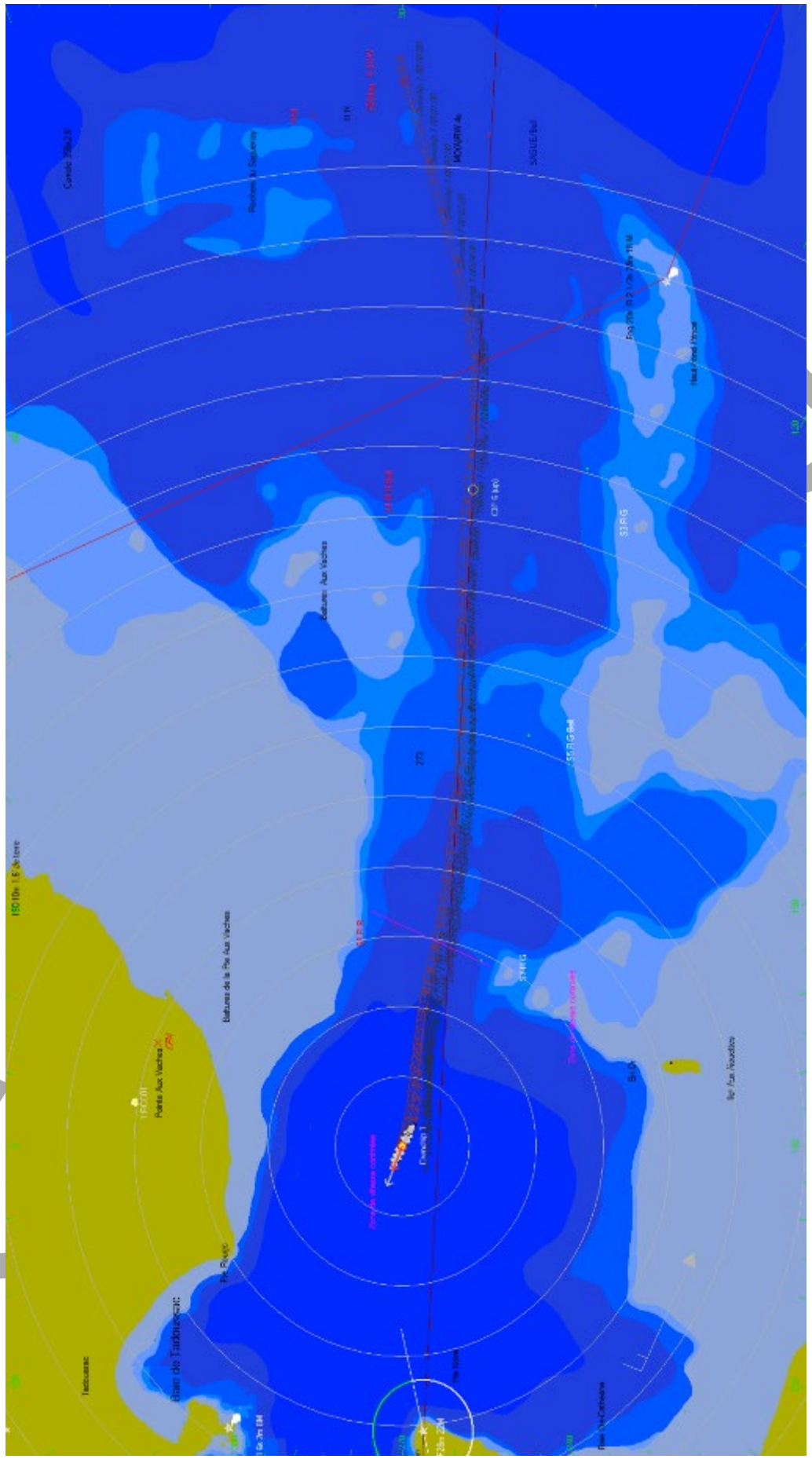
	Navire		
Modèle :	GAS06B		
Longueur hor	315 m		
Largeur :	50 m		
Déplacement	110 341 t		
Tirant d'eau :	AV : 9,4 m ARR : 9,4 m	AV : m ARR : m	
Système de pr	Deux hélices à pas fixe		
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 45°		

Filière Kongsberg :	RUN-01-instructor Station 1-190501-1559.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-16.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_2019_Day-02.elsx		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Louis Rhéaume		
Capitaine(s) de remorqueur	s/o		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

Confidentiel

Confidentiel

NAV 2.0

Ces fiches contiennent les détails techniques de chaque simulation réalisée

dans le cadre du projet et

des commentaires concis relevés sur le vif par les opérateurs du simulateur.

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario:	EXERCICE-01		**Quai:**	Transit à l'entrée du Saguenay											
Lieu :	STL7_Saguenay		**Début :**	09 h 30									**Temps écoulé :**	00 h 54	
Date:	3 juin 2019		**Fin :**	09 h 52									**rée de l'exercice :**	11 h 00	
Navire :	GASCS08B		**Courants**	**Filière :**	consneap-meanddis_14H.etd (11h 00)										
Remorqueur	s/o		**271**	**Vitesse :**	0,8	nœuds	X	Flot			Jusant		Étale		
Nombre :	s/o			**Niveau d'eau**	2,2	m		**Point de réf:**	N48°07,208' O069°38,785'						
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	295	°	**Hauteu**	1,0	m	**Longue**	16,1	m	**Période**	3,2	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	295	°	**Vitesse**	15	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

• Position de départ : N48°07,469' O069°35,787'

• Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 259° x 8 nœuds En direction de la pointe aux Alouettes

• Visibilité : illimitée ~~/ Obscurité: 0%~~

• Fichier de houle : s/o

Cas où le navire méthanier lesté arrive au confluent de Tadoussac après l'étale de basse mer, une heure après le début du flot, avec vent de 15 nœuds venant du 295°

Commentaire du (des) pilote(s) :

Lors de l'approche et à ce stade du flot, le navire subit un angle de dérive de 3° (en direction de Pointe-aux-Allouetes)

De la bouée K54 à la bouée SS4, de même que de la S4 à la S5, l'angle de dérive est de 3 degrés.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Le pilote anticipe des difficultés probables s'il n'a pas de remorqueur de 90 lorsque les vents sont supérieurs à 25 nœuds. Un remorqueur plus petit (tel le TUG16), éprouverait des difficultés à porter aide au navire.

Bon contrôle dans l'ensemble, angles moyens du gouvernail, 3 à 5 degrés;

La navigation se passe très bien à cette étape du flot et est facilitée par l'absence de forts courants transversaux dont la durée peut aller jusqu'à 2 heures et demie alors que la hauteur des vagues varie entre 2,2 m et 4,3 m pendant le flot.

Navires utilisés

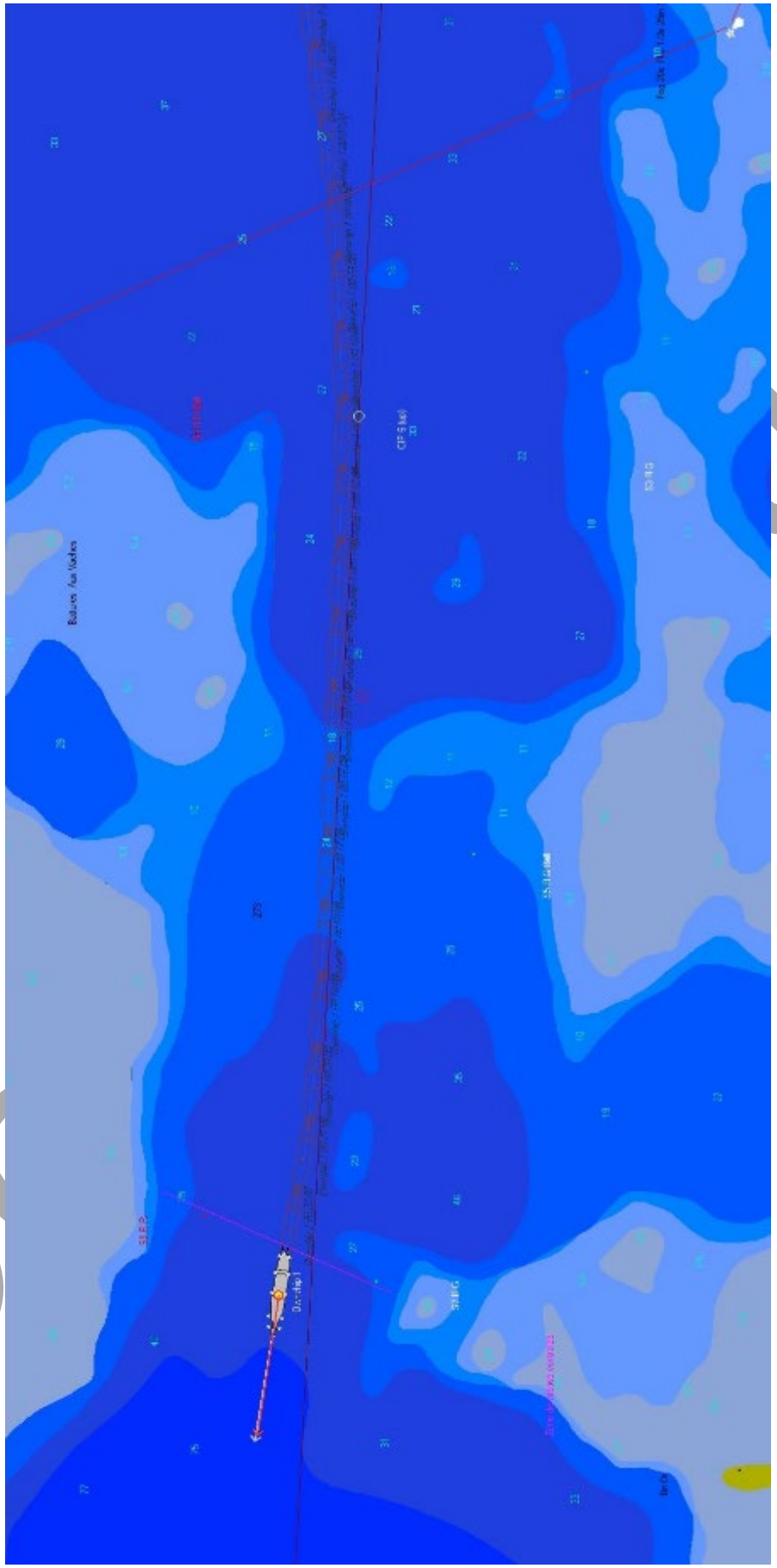
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	103 000 t	615 t
Tirant d'eau :	AV : 9,7 m ARR : 9,7 m	AV : 3,8 m ARR : 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW (pas utilisé)	s/o
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35°	s/o

Filière Kongsberg :	RUN-01-Instructor Station 1-190603-0813.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-01.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_01		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoît Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-02		**Quai :**	Transit à l'entrée du Saguenay											
Lieu :	STL7_Saguenay		**Début :**	10 h 10									**Temps écoulé :**	0 h 26	
Date :	3 juin 2019		**Fin :**	10 h 37									**rée de l'exercice :**	11 h	
Navire :	GASCS08B		**Courants**		**Filière :**	consneap-meanddis_14H.etd (11 h)									
Remorqueur	s/o		271 (T)		**Vitesse :**	0,8	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale
Nombre :	s/o				**Niveau d'eau**	2,2	m			**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'				
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir. :**	45	°	**Hauteu**	1,6	m	**Longue**	22,6	m	**Période**	3,8	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir. :**	45	°	**Vitesse**	30	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°07,469' O069°35,787'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 259 ° x 8 nœuds En direction de la pointe aux Alouettes
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o - La vitesse du vent augmente de 15 à 30 nœuds en 5 min, au début de la simulation (venant toujours du 045°)

Cas où le navire méthanier lesté arrive au confluent de Tadoussac après l'étale de basse mer, une heure après le flot

Commentaire du (des) pilote(s) :

Lors de l'approche et à ce stade du flot, le navire subit un angle de dérive de 7° à proximité de la bouée S4. Un angle de 25° de gouvernail était nécessaire pour stabiliser le cap du navire.

À 3 encablures des bouées S7 et S* l'angle de dérive a dimminué pour atteindre 1° ou 2°.

Le moment le plus difficile pour contrer l'effet du vent fut lors du changement de cap au large des bouées S7 et S8. Le gouvernail a dû être utilisé à 35° pour ramener le navire sur sa route.

Sans changement de régime moteur (tours/minute) - le taux de giration était de 3 à 4 degrés - parfois, il fallait jusqu'à 1 min. avant que le cap commence à changer

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Le pilote anticipe des difficultés probables s'il n'a pas de remorqueur de 90 lorsque les vents sont supérieurs à 25 nœuds. Un remorqueur plus petit (tel le TUG16), éprouverait des difficultés à porter aide au navire.

Transit LIMITE à une vitesse constante de 8 nœuds, avec un vent du 045° à 35 nœuds. Le passage aurait été plus difficile si le vent était venu des environs du 060°;

Navires utilisés

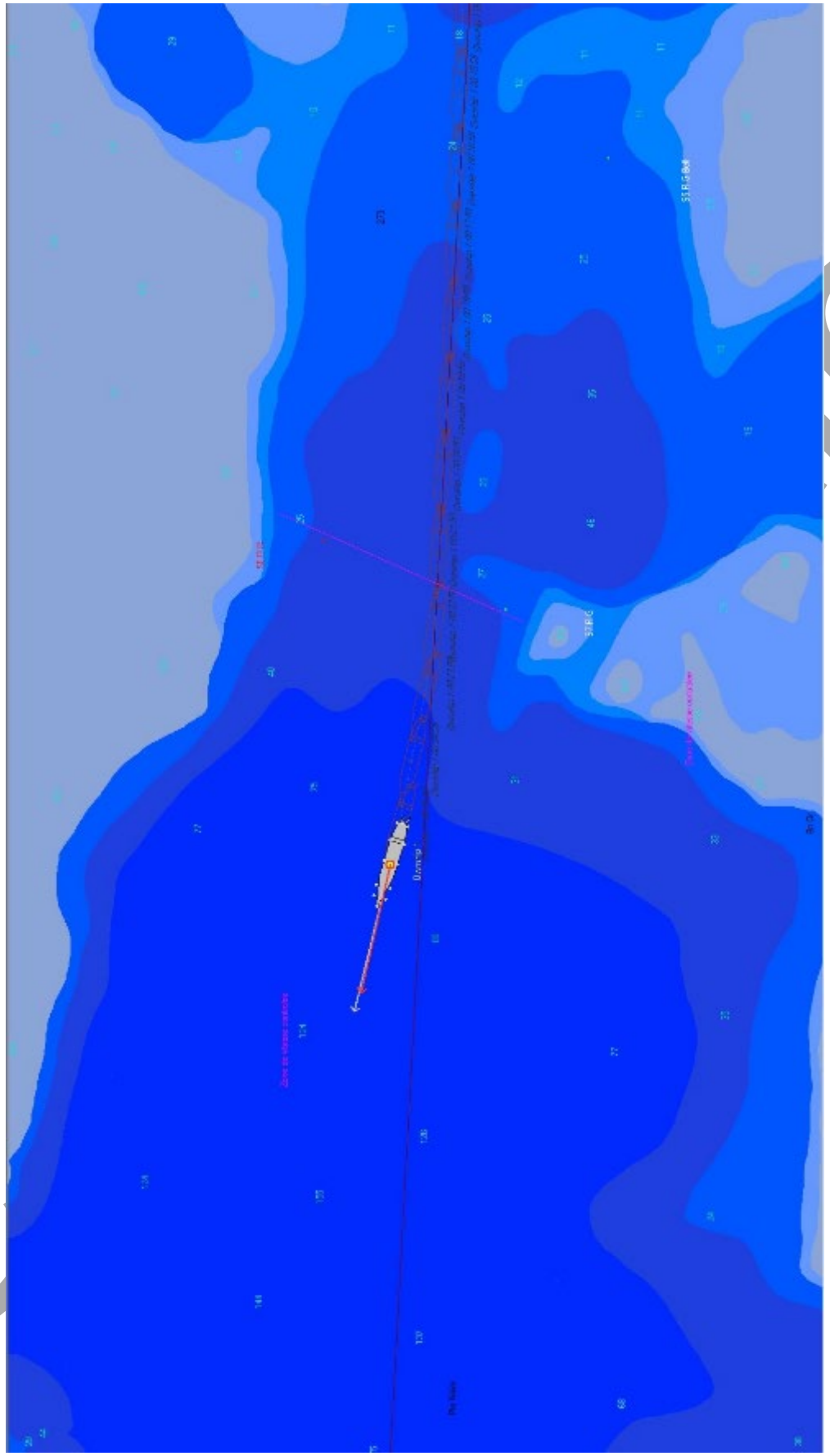
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	103 000 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 9,7 m ARR: 9,7 m	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW (pas utilisé)	s/o
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35 °	s/o

Filière Kongsberg:	RUN-02-Instructor Station 1-190603-1004.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-02.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_01		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario:	EXERCICE-03	**Quai:**	Transit à l'entrée du Saguenay											**Temps écoulé :**	0 h 41
Lieu :	STL7_Saguenay	**Début :**	10 h 52											**rée de l'exercice :**	11 h 00
Date:	3 juin 2019	**Fin :**	11 h 33												
Navire :	GASCS08B	**Courants**	**Filière :**	consneap-meanddis_14H.etd (11h 00)											
Remorqueur	s/o	271 (T)	**Vitesse :**	0,8	nœuds	X	Flot			Jusant		Étale			
Nombre :	s/o		**Niveau d'eau**	2,2	m		**Point de réf:**	N48°07,208' O069°38,785'							
Puissance de traction	s/o	t	**Vague :**	**Dir.:**	45	°	**Hauteu**	1,6	m	**Longue**	22,6	m	**Période**	3,8	sec
Coefficient d'efficaci	s/o	%	**Vent :**	**Dir.:**	45	°	**Vitesse**	30	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

• Position de départ : N48°07,469' O069°35,787'

• Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 259° x 8 nœuds En direction de la pointe aux Alouettes

• Visibilité : illimitée ~~/ Obscurité: 0%~~

• Fichier de houle : s/o -La vitesse du vent augmente de 15 à 30 nœuds en 5 min, au début de la simulation (venant toujours du 045°)

Panne du moteur bâbord : 18:30 48 07.294N 069 39.690O - remis en route à 24:00

Le cap du navire a été corrigé au 273° (48 07.288N 069 39.5206) vitesse 8 nœuds - **Tribord 25:45** Panne du moteur tribord à tribord 48 07.294N 069 39.700O

Cas où le navire méthanier lesté arrive au confluent de Tadoussac après l'étale de basse mer, une heure après le flot

Commentaire du (des) pilote(s) :

De façon surprenante, la panne du moteur bâbord a eu peu d'effet sur la manoeuvrabilité du navire.

La panne du moteur tribord a entrainé une perte de vitesse de 2 noeudsplutôt que d'un noeud, car la panne a duré plus longtemps. Cette panne a aussi engendrée une détive importante en raison des facteurs environnementaux.

Gouvernail barre à toute jusqu'à la remise en route des moteurs - après les bouées S4 et S5, l'angle de dérive était d'environ 5 degrés

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Au départ, la panne du moteur bâbord n'a pas eu d'effet perceptible sur la gouverne, excepté une perte de vitesse d'un nœud;

Contre toute attente, tout s'est bien passé malgré la panne du moteur tribord;

Cet exercice était **RÉUSSI** car il était possible de manœuvrer avec une machine, avec un vent venant du 045° à 35 nœuds. Le passage aurait été plus difficile si le vent était venu des environs du 060°;

La navigation se passe très bien à cette étape du flot et est facilitée par l'absence de forts courants transversaux dont la durée peut aller jusqu'à 2 heures et demie pour des vagues dont la hauteur varie entre 2,2 m et 4,3 m pendant le flot.

Navires utilisés

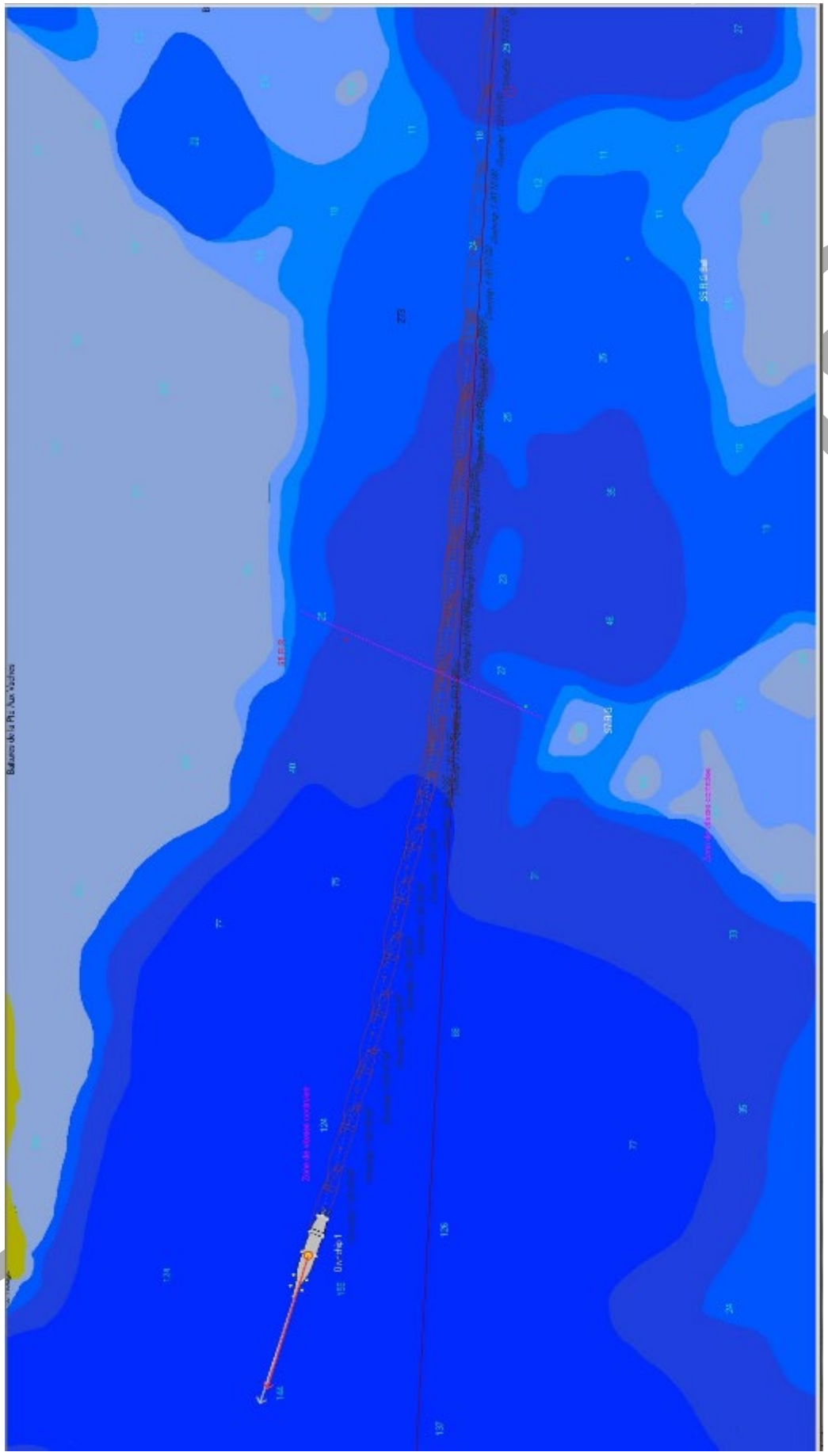
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	103 000 t	615 t
Tirant d'eau :	AV : 9,7 m ARR : 9,7 m	AV : 3,8 m ARR : 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW (pas utilisé)	s/o
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35°	s/o

Filière Kongsberg :	RUN-03-Instructor Station 1-190603-1054.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-03.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_01		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Cel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-04_2	**Quai :**	Transit à l'entrée du Saguenay												
Lieu :	STL7_Saguenay	**Début :**	8 h 27										**Temps écoulé :**	0:24:48	
Date :	4 juin 2019	**Fin :**	8 h 52										**rée de l'exercice :**	11 h	
Navire :	GASCS08B	**Courants**	**Filière :**	consneap-meanddis_14H.etd (11 h)											
Remorqueur	s/o	271 (T)	**Vitesse :**	0,8	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale		
Nombre :	s/o		**Niveau d'eau**	2,2	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'							
Puissance de traction	s/o t	**Vague :**	**Dir. :**	45	°	**Hauteu**	1,6	m	**Longue**	22,6	m	**Période**	3,8	sec	
Coefficient d'efficaci	s/o %	**Vent :**	**Dir. :**	45	°	**Vitesse**	30	nœuds							

Configuration du (des) remorqueur(s) :

s/o

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°07,469' O069°35,787'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 259° x 8 nœuds En direction de la pointe aux Alouettes
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o - La vitesse du vent augmente de 15 à 30 nœuds en 5 min, au début de la simulation (venant toujours du 045°)
- Panne du gouvernail : 0 h 11 Gouvernail tribord bloqué à 10° à tribord
-

Commentaire du (des) pilote(s) :

- Le navire a réagi comme prévu;
- Arrêt d'un moteur, propulsion assurée par une seule hélice

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

- Le pilote a pu maintenir le cap après l'arrêt de la machine tribord;
- Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

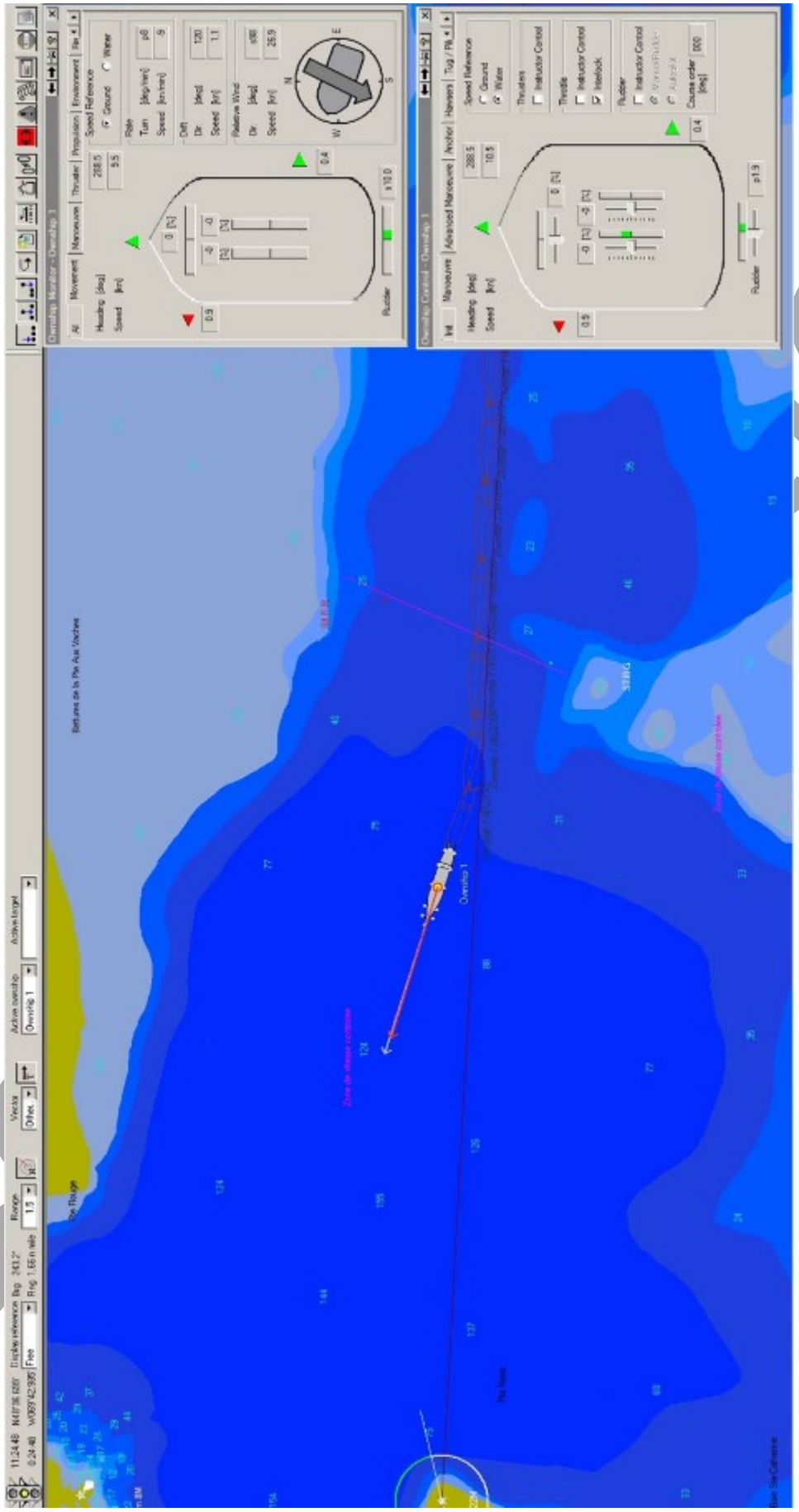
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	103 000 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 9,7 m ARR: 9,7 m	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW (pas utilisé)	nul
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35°	nul

Filière Kongsberg:	RUN-04-Instructor Station 1-190604-0822.LOG	**Filière vidéo :**	EXERCICE-04_2.av
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario:	EXERCICE-04C	**Quai:**	Transit à l'entrée du Saguenay											**Temps écoulé :**	0:22:23
Lieu :	STL7_Saguenay	**Début :**	09 h 04												
Date:	4 juin 2019	**Fin :**	09 h 27											**rée de l'exercice :**	11 h 00
Navire :	GASCS08B	**Courants**	**Filière :**	consneap-meanddis_14H.etd (11h 00)											
Remorqueur	TUG16	271 (T)	**Vitesse :**	0,8	nœuds	X	Flot			Jusant		Étale			
Nombre :	1		**Niveau d'eau**	2,2	m		**Point de réf:**	N48°07,208' O069°38,785'							
Puissance de traction	65	t	**Vague :**	**Dir.:**	45	°	**Hauteu**	1,6	m	**Longue**	22,6	m	**Période**	3,8	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir.:**	45	°	**Vitesse**	30	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°07,469' O069°35,787'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 259° x 8 nœuds En direction de la pointe aux Alouettes
- Visibilité : illimitée ~~/ Obscurité: 0%~~
- Fichier de houle : s/o - La vitesse du vent augmente de 15 à 30 nœuds en 5 min, au début de la simulation (venant toujours du 045°)

Panne de gouvernail : 00h11Gouvernail tribord bloqué à 35° à tribord;

00h12 :Intervention du remorqueur tension indirecte maximum, tension développée 70 à 90 tonnes;

0 h 14 : le remorqueur a été arrêté et est resté en attente

Commentaire du (des) pilote(s) :

Décélération rapide du navire;

Utilisation de la machine bâbord à pleine puissance, gouvernail à 25° bâbord.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Aucun problème, mais vitesse un peu élevée.

Commentaires généraux :

- Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

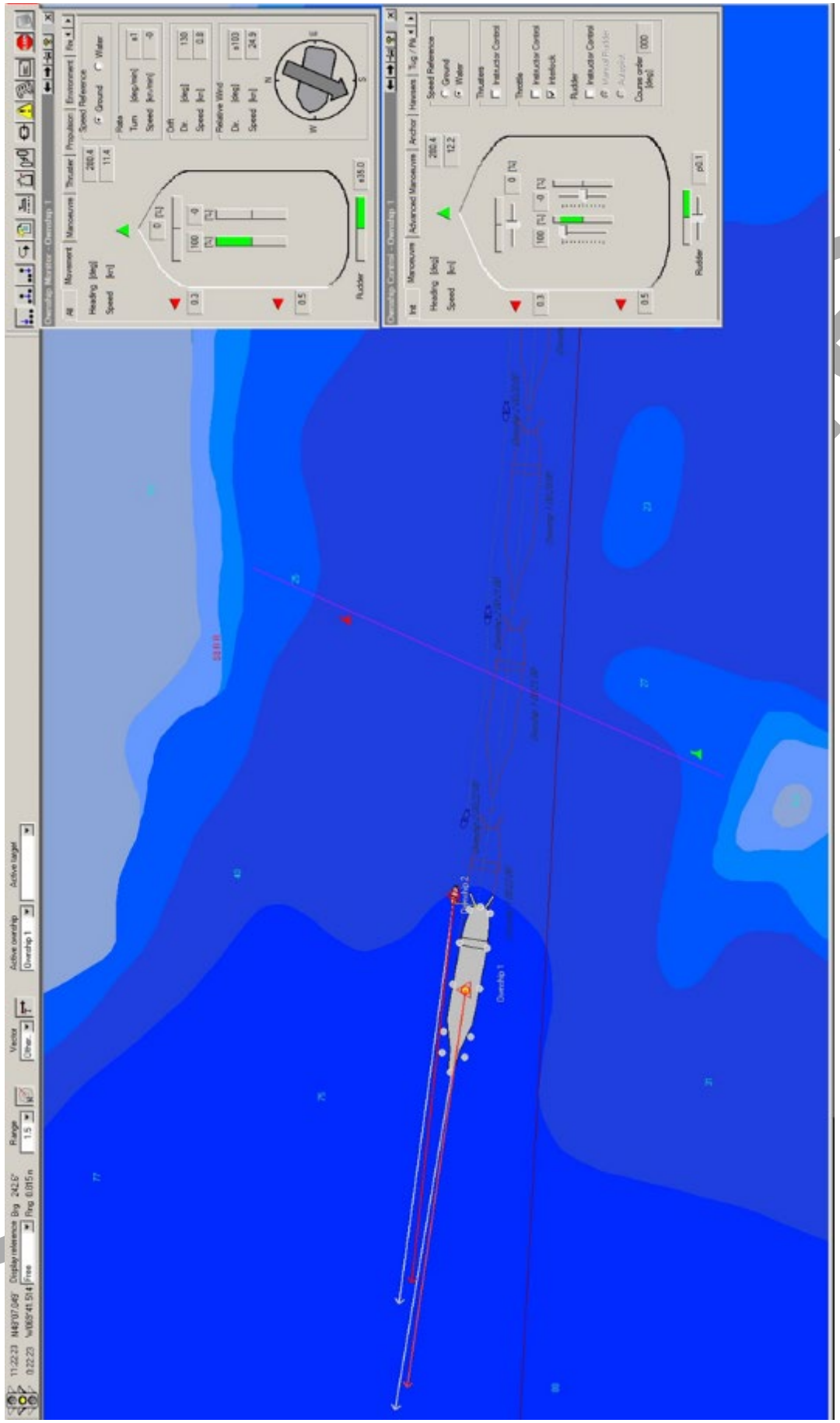
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	103 000 t	615 t
Tirant d'eau :	AV : 9,7 m ARR : 9,7 m	AV : 3,8 m ARR : 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW (pas utilisé)	s/o
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35°	s/o

Filière Kongsberg :	RUN-04C-Instructor Station 1-190604-0855.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-04C.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Cer

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-05		**Quai :**	Transit à l'entrée du Saguenay											
Lieu :	STL7_Saguenay		**Début :**										**Temps écoulé :**		
Date :	4 juin 2019		**Fin :**										**rée de l'exercice :**	12 h	
Navire :	GASCS08B		**Courants**	**Filière :**	conspring-meandis_14H.etd										
Remorqueur	TUG16		262 (T)	**Vitesse :**	1,2	nœuds	X	Flot			Jusant		Étale		
Nombre :	1			**Niveau d'eau**	4,3	m		**Point de réf :**	N48°07,208' W069°38,785'						
Puissance de traction	65	t	**Vague :**	**Dir. :**	45	°	**Hauteu**	1,6	m	**Longue**	22,6	m	**Période**	3,8	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir. :**	45	°	**Vitesse**	30	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°07,469' W069°35,787'
- Cap et vitesse du navire (SOW) : 259 ° x 8 nœuds En direction de la pointe aux Alouettes
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o -La vitesse du vent augmente de 15 à 30 nœuds en 5 min, au début de la simulation (venant toujours du 045°)

Panne de gouvernail : 0 h 11 : les deux gouvernails bloqués à 32 ° tribord

Intervention du remorqueur d'escorte qui a tiré au maximum de façon indirecte, puis au maximum de façon directe lorsque la vitesse a baissé.

Le pilote a arrêté la machine bâbord et a mis la machine tribord en arrière toute afin de stopper le navire et le taux de giration.

Commentaire du (des) pilote(s) :

Intervention plus rapide avec le remorqueur préalablement attaché ;

Contrôle efficace avec le remorqueur.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

- Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

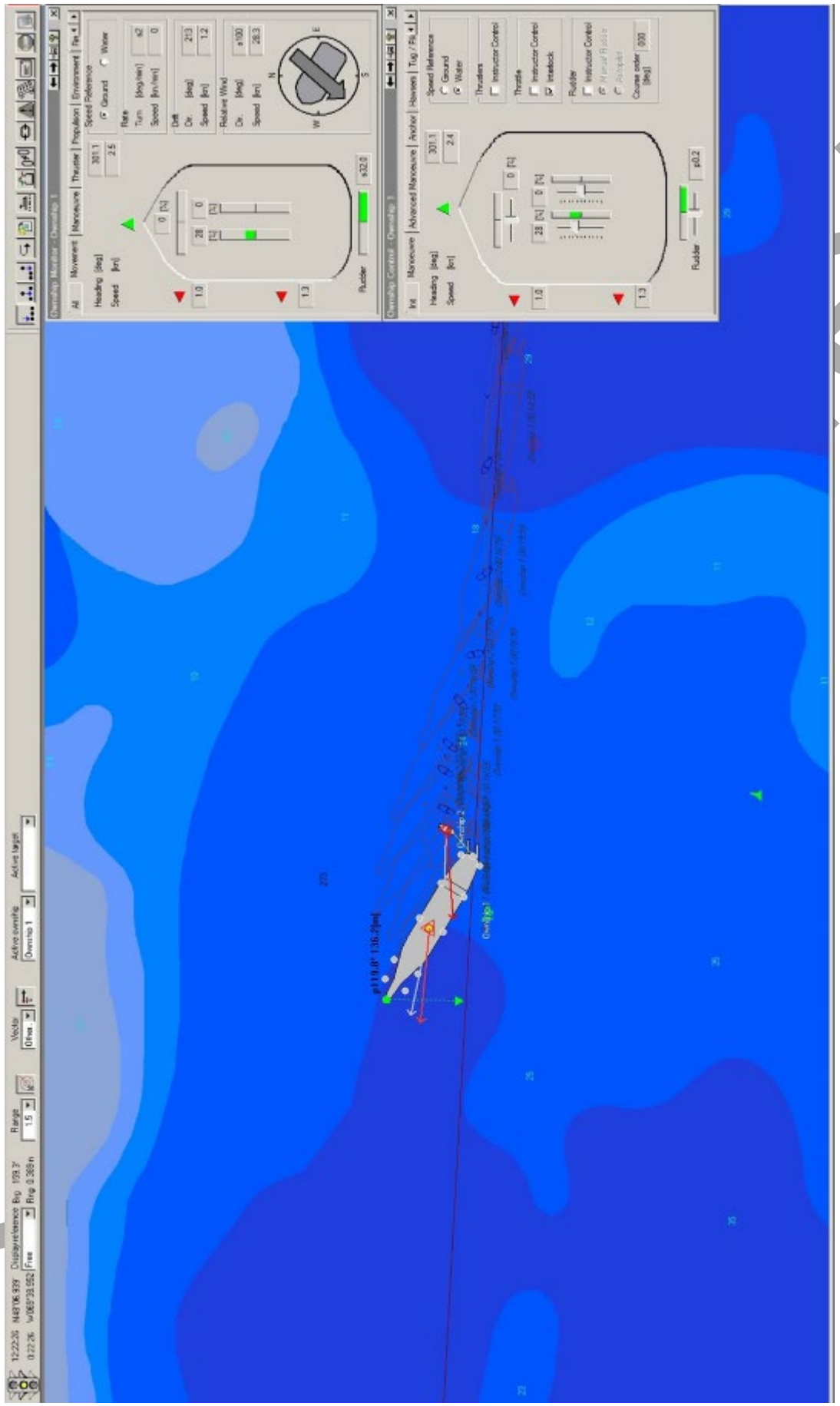
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	103 000 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 9,7 m ARR: 9,7 m	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW (pas utilisé)	nul
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35 °	nul

Filière Kongsberg:	RUN-05-Instructor Station 1-190604-0931.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-05.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Cet

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-08		**Quai :**	Transit sortant du Saguenay									**Temps écoulé :**	0:20:57	
Lieu :	STL7_Saguenay		**Début :**	10 h 33									**rée de l'exercice :**	12 h	
Date :	4 juin 2019		**Fin :**	10 h 54											
Navire :	GASCS08L		**Courants**	**Filière :**	conneap-meandis_14H.etd										
Remorqueur	TUG16		088 (T)	**Vitesse :**	1,0	nœuds		Flot		X	Jusant		Étale		
Nombre :	1			**Niveau d'eau**	2,9	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'						
Puissance de traction	65	t	**Vague :**	**Dir. :**	315	°	**Hauteu**	1,6	m	**Longue**	22,6	m	**Période**	3,8	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir. :**	315	°	**Vitesse**	30	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°07,814' O069°43,312'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 105 ° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o - Augmentation de la vitesse du vent de 15 à 30 nœuds en 5 min

Panne du gouvernail : 00:10:33 Gouvernail de bâbord bloqué à 35 ° bâbord

Intervention du remorqueur d'escorte à 00:11:45 en tirant au maximum de façon indirecte (tension développée de 70 t à 90 t)

0 h 13 min 25 sle remorqueur a été arrêté et est resté en attente

Commentaire du (des) pilote(s) :

Il était facile de reprendre le contrôle;

Il était possible de contrôler le cap à l'aide du gouvernail, mais l'utilisation du remorqueur en mode indirect, en appliquant une puissance d'environ 40T, a été privilégiée.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

Le pilote a arrêté la machine bâbord lorsque la panne est survenue;

Le pilote a appliqué une force de traction de 20 à 40T afin de maintenir le cap;

- Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

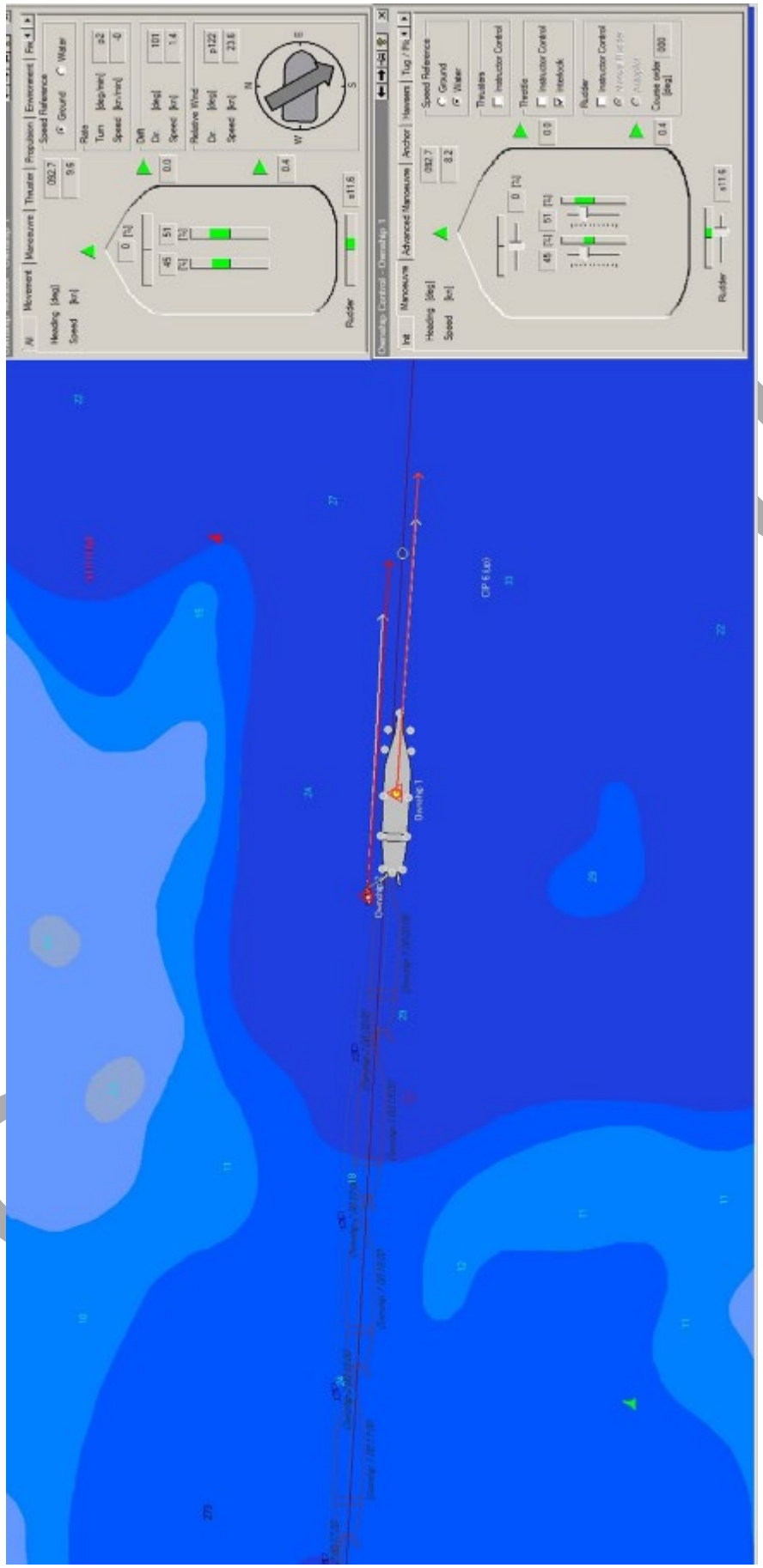
	Navire	
Modèle :	GASCS08L	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	124500 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 11,5 m ARR: 11,5 m	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW	nul
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35 °	nul

Filière Kongsberg:	RUN-08-Instructor Station 1-190604-1014.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-08.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Confidentiel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-18			**Quai :**	Transit sortant du Saguenay										
Lieu :	STL7_Saguenay			**Début :**	11 h 11								**Temps écoulé :**	0:25:32	
Date :	4 juin 2019			**Fin :**	11 h 36								**rée de l'exercice :**	12 h	
Navire :	GASCS08L			**Courants**	**Filière :**	conspring-meandis_14H.etd									
Remorqueur	TUG16			262 (T)	**Vitesse :**	1,2	nœuds		Flot		X	Jusant		Étale	
Nombre :	1				**Niveau d'eau**	4,3	m		**Point de réf :**	N48°07,208' O069°38,785'					
Puissance de traction	65	t		**Vague :**	**Dir. :**	315	°	**Hauteu**	1,6	m	**Longue**	22,6	m	**Période**	3,8 sec
Coefficient d'efficaci	100	%		**Vent :**	**Dir. :**	315	°	**Vitesse**	30	nœuds					

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°07,814' O069°43,312'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 105 ° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Fichier de houle : s/o - Augmentation de la vitesse du vent de 15 à 30 nœuds en 5 min

00:11:20 Perte des deux machines

00:12:20 Blocage des deux gouvernails à 35 ° à bâbord

0 h 22 min Machine bâbord remise en route et gouvernail bâbord débloqué

Commentaire du (des) pilote(s) :

Le pilote a stoppé le navire et l'a laissé dériver dans le chenal vers le large.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

Lors de la panne de gouvernail à 0 h 12, intervention du remorqueur en tirant au maximum de façon indirecte, tension développée de 70 à 90 tonnes;

Ensuite, remorqueur a tiré au maximum et en ligne, pour stopper le navire.

- Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

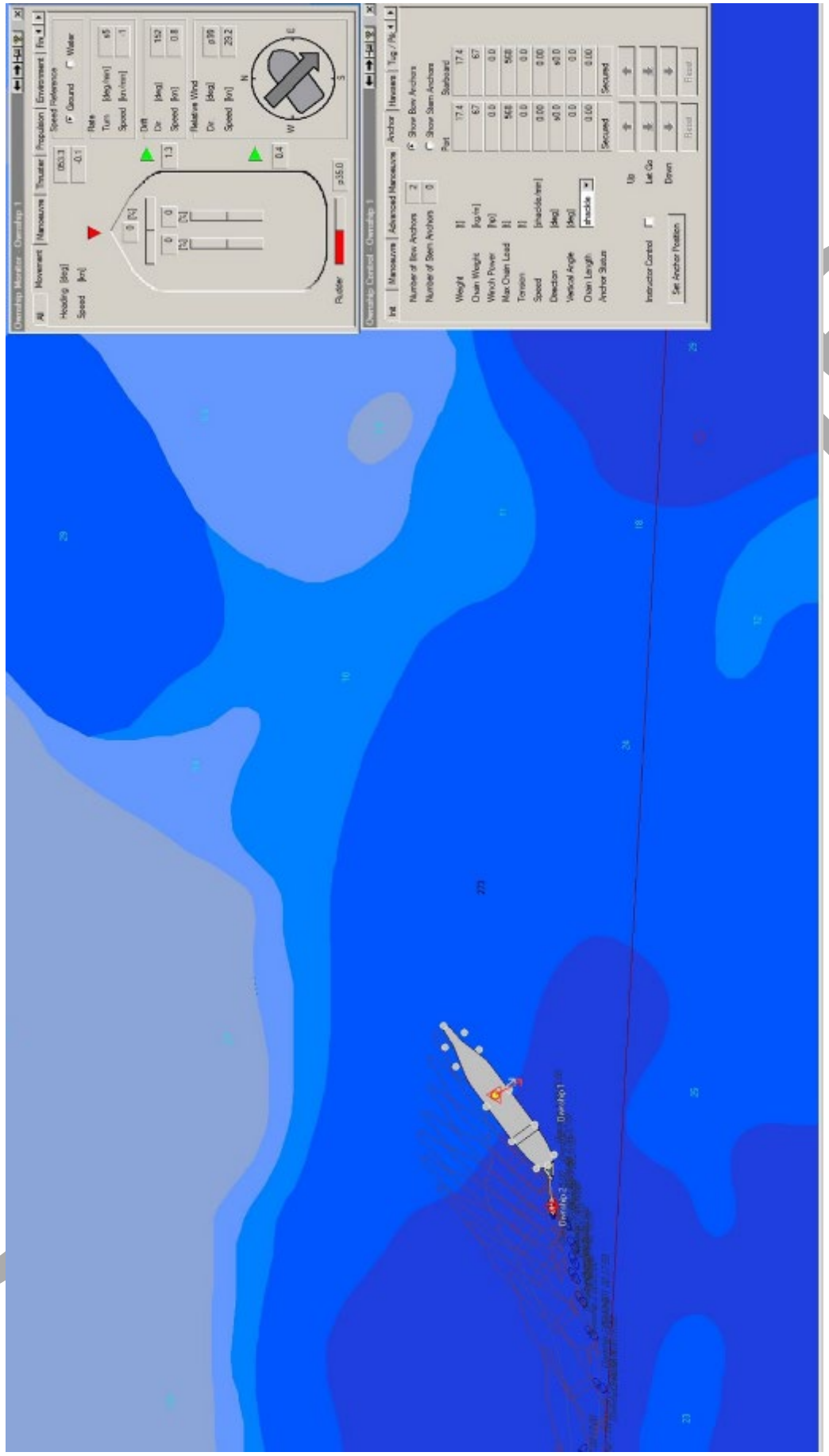
	Navire	
Modèle :	GASCS08L	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	124500 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 11,5 m ARR: 11,5 m	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW	s/o
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35 °	s/o

Filière Kongsberg:	RUN-18-Instructor Station 1-190604-1058.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-18.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoît Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



© Centre de simulation et d'expertise maritime

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-17		**Quai :**	Passage en amont sous les câbles haute tension											
Lieu :	STL7_Saguenay		**Début :**	12 h 31									**Temps écoulé :**	0:12:54	
Date :	4 juin 2019		**Fin :**	12 h 44									**rée de l'exercice :**	12 h 30	
Navire :	GASCS08B		**Courants**	**Filière :**	area2_neap-mean.etd										
Remorqueur	TUG16		102 (T)	**Vitesse :**	0,6	nœuds		Flot		X	Jusant		Étale		
Nombre :	1			**Niveau d'eau**	2,9	m		**Point de réf :**	Sous les câbles						
Puissance de traction	65	t	**Vague :**	**Dir. :**	45	°	**Hauteu**	0,6	m	**Longue**	8,8	m	**Période**	2,4	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir. :**	Est	°	**Vitesse**	20	nœuds	**Filière :**	windmap 20nd east.wnd				

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

• Position de départ : N48°13,791' O069°54,082'

• Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 320 ° x 8 nœuds

• Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~

00:08:25 Blocage des gouvernails à 35 ° bâbord

0 h 13 min 25 s le remorqueur a été arrêté et est resté en attente

Commentaire du (des) pilote(s) :

La première réaction a été de stopper le taux de giration en tirant de façon indirecte;

Avec la puissance maximale du remorqueur et les machines en marche arrière toute, il ne restait plus de réserve.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

J'ai entendu «indirect» au lieu de «tirer indirect».

Commentaires généraux :

Le pilote a arrêté la machine lorsque la panne est survenue;

Le pilote a mis les deux machines en arrière toute, ensuite, uniquement la machine bâbord en arrière toute;

Intervention du remorqueur en tirant au maximum de façon indirecte (tension de câble de 60 t à 70 t), puis en tirant au maximum en ligne.

• Selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation, cette manœuvre est LIMITE.

Navires utilisés

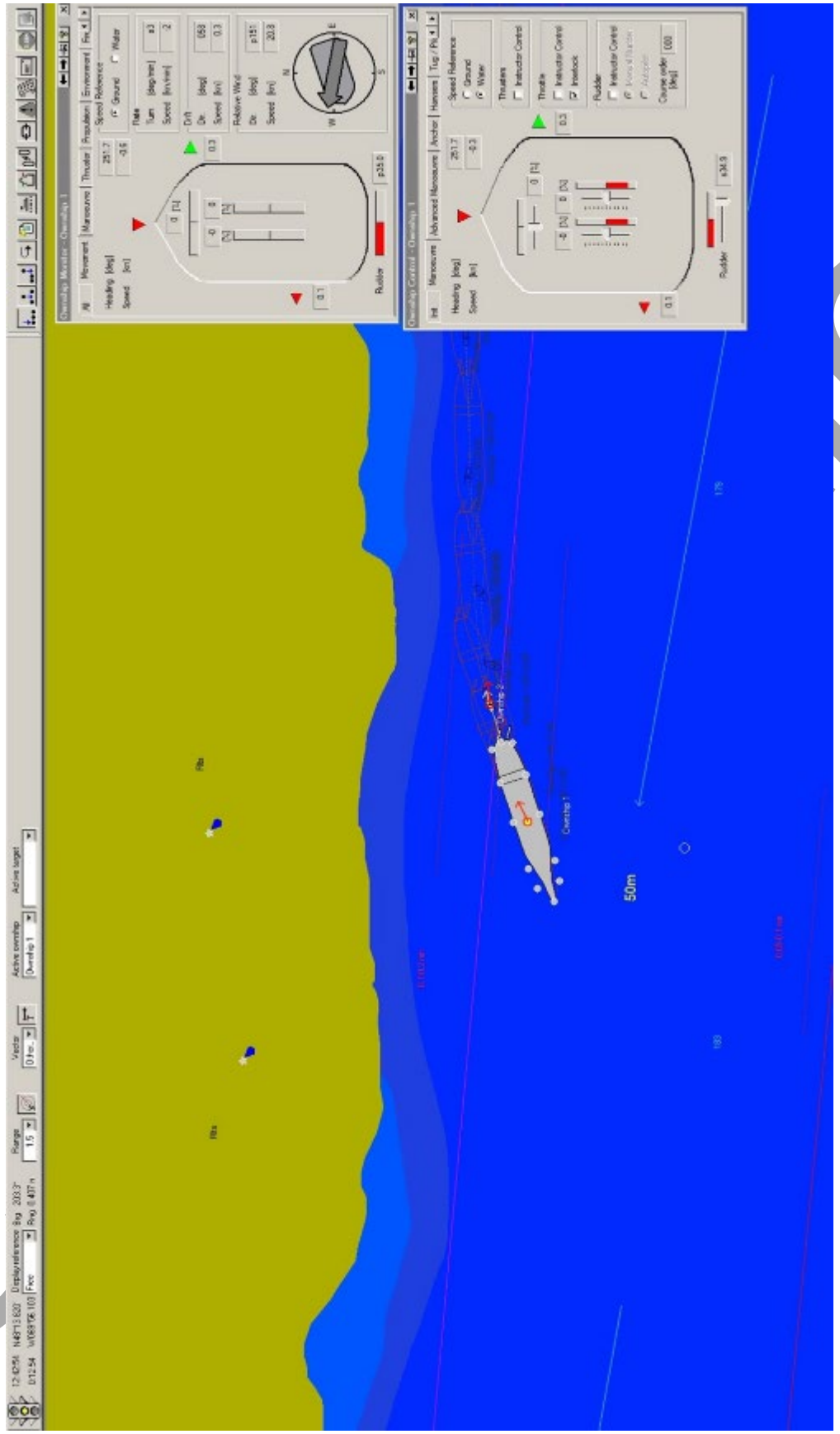
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	124500 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 11,5 m ARR: 11,5 m	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW	nul
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35 °	nul

Filière Kongsberg:	RUN-17-Instructor Station 1-190604-1147.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-17.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Cet

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-17A	**Quai :**	Passage en amont sous les câbles haute tension												
Lieu :	STL7_Saguenay	**Début :**	13 h 12										**Temps écoulé :**	0:07:35	
Date :	4 juin 2019	**Fin :**	13 h 20										**rée de l'exercice :**	12 h 30	
Navire :	GASCS08B	**Courants**	**Filière :**	area2_neap-mean.etd											
Remorqueur	TUG16	102 (T)	**Vitesse :**	0,6	nœuds		Flot		X	Jusant		Étale			
Nombre :	1		**Niveau d'eau**	2,9	m	**Point de réf :**	Sous les câbles								
Puissance de traction	65	t	**Vague :**	**Dir. :**	45	°	**Hauteu**	0,6	m	**Longue**	8,8	m	**Période**	2,4	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir. :**	Est	°	**Vitesse**	20	nœuds	**Filière :**	windmap 20nd east.wnd				

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

• Position de départ : N48°14,124' O069°55,323'

• Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 273 ° x 8 nœuds

• Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~

00:00:25 Blocage des gouvernails à 35 ° à bâbord

Commentaire du (des) pilote(s) :

Il a été possible de stopper le navire à temps et de reculer.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

Le pilote a arrêté la machine lorsque la défaillance est survenue;

Le pilote a mis les deux machines en arrière toute;

Intervention du remorqueur en tirant au maximum de façon indirecte (puissance au croc de 20 t à 30 t), puis en tirant au maximum en ligne;

Le navire a été stoppé en 600 m.

• Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

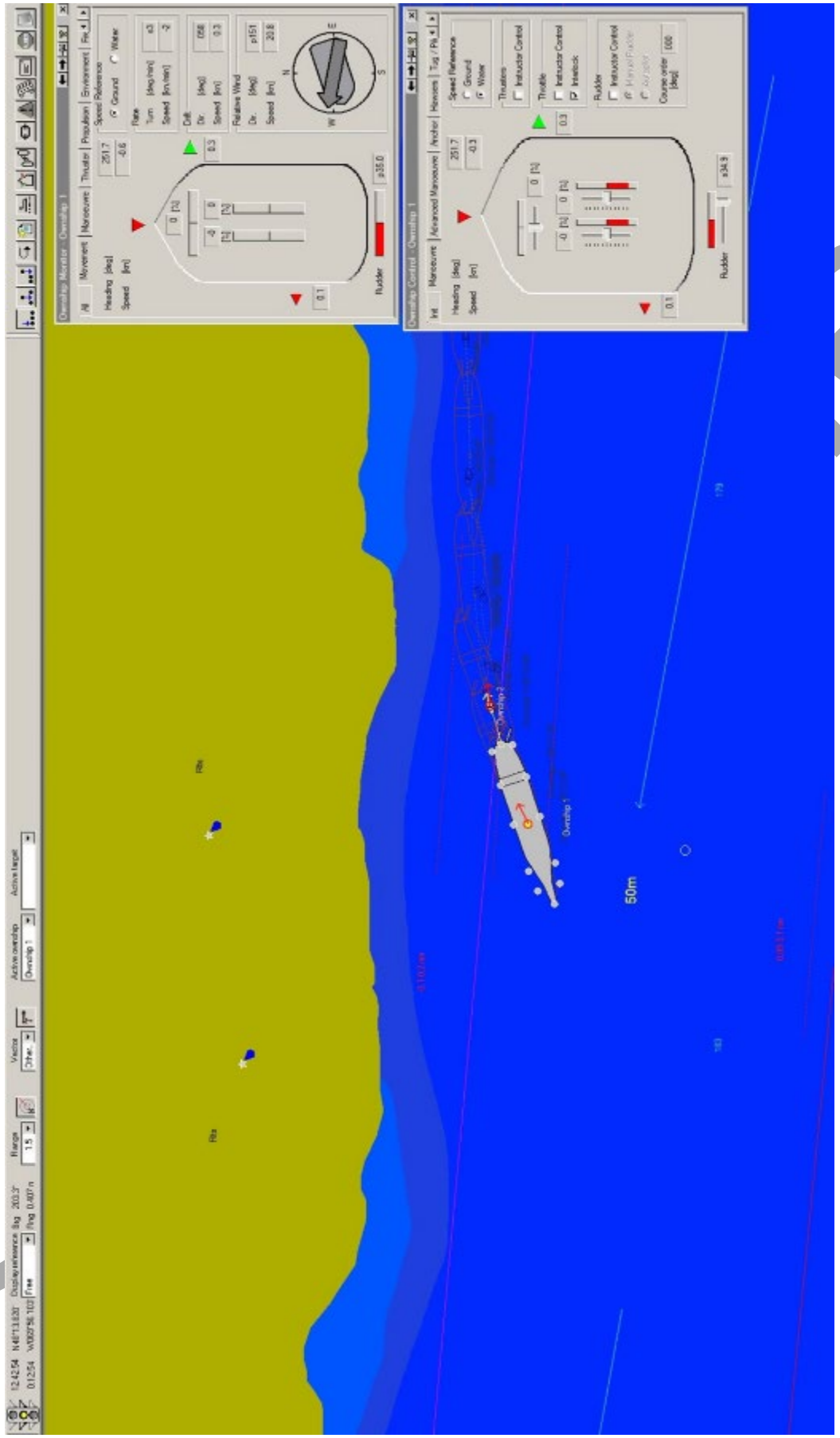
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	124500 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 11,5 m ARR: 11,5 m	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW	nul
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35 °	nul

Filière Kongsberg:	RUN-17A-Instructor Station 1-190604-1320.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-17A.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoît Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel


Ownship Monitor - Ownship 1
Ownship Control - Ownship 1
Speed Reference
Ground
Water
Rudder
Heading [deg]
Speed [kn]
50m

Copyright

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario:	EXERCICE-17B		**Quai:**	Passage en amont sous les câbles haute tension											
Lieu :	STL7_Saguenay		**Début :**	13 h 44									**Temps écoulé :**	0:09:45	
Date:	4 juin 2019		**Fin :**	13 h 53									**rée de l'exercice :**	12 h 30	
Navire :	GASCS08B		**Courants**	**Filière :**	area2_neap-mean.etd										
Remorqueur	TUG16		102 (T)	**Vitesse :**	0,6	nœuds		Flot		X	Jusant		Étale		
Nombre :	1			**Niveau d'eau**	2,9	m		**Point de réf:**	Sous les câbles						
Puissance de traction	65	t	**Vague :**	**Dir.:**	45	°	**Hauteu**	0,6	m	**Longue**	8,8	m	**Période**	2,4	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir.:**	Est	°	**Vitesse**	20	nœuds	**Filière :**	windmap 20nd east.wnc				

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°14,124' O069°55,323'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 273° x 5 nœuds
- Visibilité : illimitée ~~/ Obscurité: 0%~~

00:01:00 Blocage des gouvernails à 35° à bâbord

Commentaire du (des) pilote(s) :

À une vitesse de 5 nœuds, le navire peut être contrôlé par le remorqueur, quel que soit la situation.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

Le pilote a arrêté la machine lorsque la panne est survenue;

Intervention du remorqueur en tirant au maximum de façon indirecte (tension développée 50 à 60 tonnes);.

Une fois le navire stabilisé, le pilot a remis à en avant très lente en maintenant le remorqueur tirant au maximum de façon indirecte.

- Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

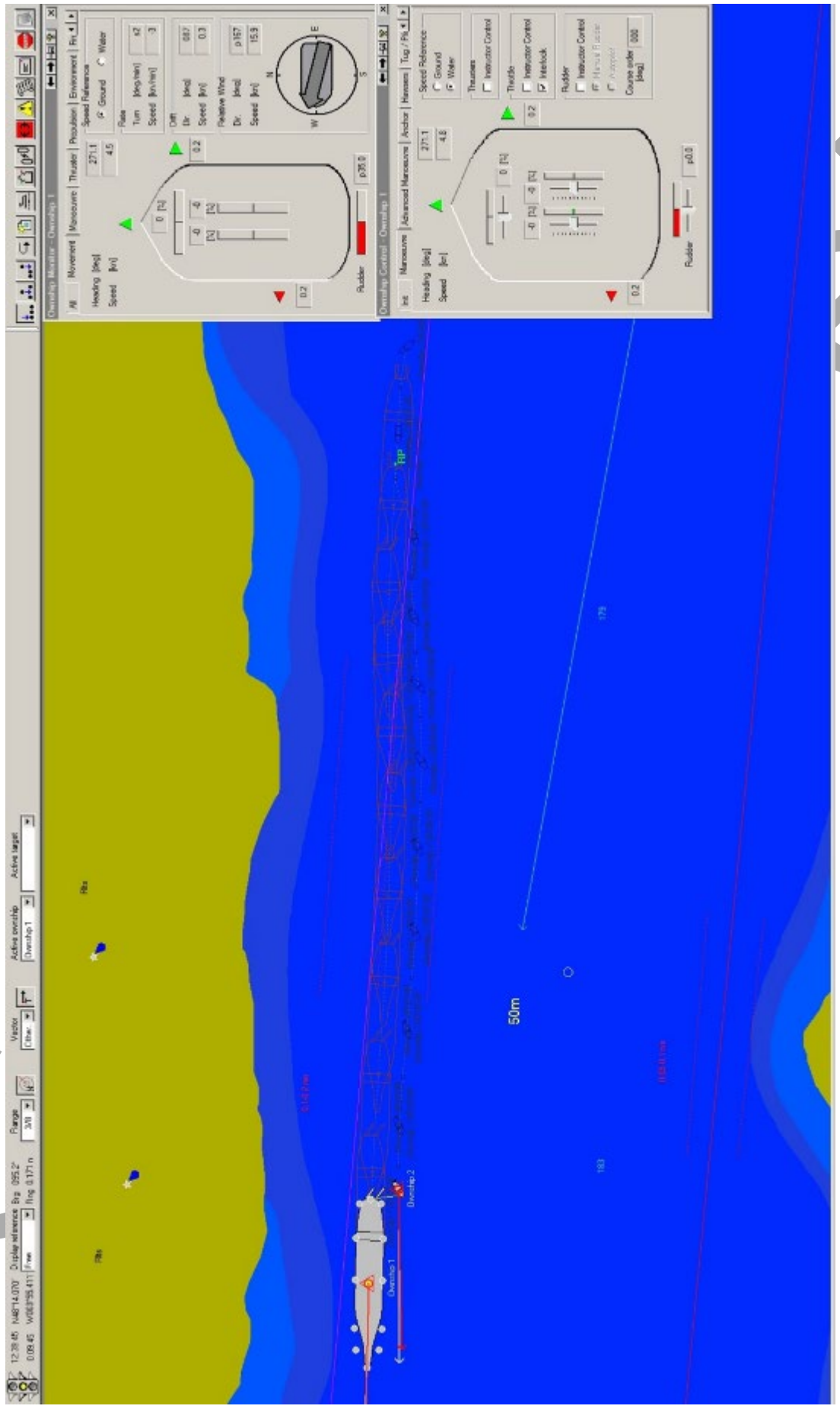
	Navire	
Modèle :	GASCS08B	TUG16 (puissance au croc de 65T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	124500 t	615 t
Tirant d'eau :	AV : 11,5 m ARR : 11,5 m	AV : 3,8 m ARR : 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW	nul
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35°	nul

Filière Kongsberg :	RUN-17B-Instructor Station 1-190604-1340.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-17B.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



© Centre de simulation et d'expertise maritime

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-19		**Quai :**	Quai ouest, côté bâbord													
Lieu :	PRJ_GNLQ_2018		**Début :**	14 h 37											**Temps écoulé :**	0:41:20	
Date :	4 juin 2019		**Fin :**	15 h 18											**rée de l'exercice :**	2 h	
Navire :	GASCS08B		**Courants**	**Filière :**	area1_neap-mean.etd												
Remorqueur	TUG16/TUG30		089 (T)	**Vitesse :**	0,6	nœuds		Flot			Jusant	X	Étale				
Nombre :	1/2			**Niveau d'eau**	4,4	m		**Point de réf :**	Position de départ								
Puissance de traction	65/71 T		**Vague :**	**Dir. :**	293	°	**Hauteu**	0,3	m	**Longue**	4,4	m	**Période**	1,7	sec		
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir. :**	293	°	**Vitesse**	15	nœuds								

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle E - TUG30 attaché à l'épaule tribord (câble de 30 m)

Passerelle F - TUG30 attaché à la hanche tribord (câble de 30 m)

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 45 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°24,413' O070°47,669'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 250 ° x 4 nœuds
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Navire accosté au quai est.

Commentaire du (des) pilote(s) :

.

Il a fallu appliquer plus de puissance que prévu sur la machine et le remorqueur d'escorte, afin de stopper le navire.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

Excellent contrôle;

Le navire a accosté au quai sans heurt;

Le remorqueur sur la hanche n'a pas été utilisé;

Il a fallu utiliser 75 % de la capacité du remorqueur attaché à la poupe;

Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

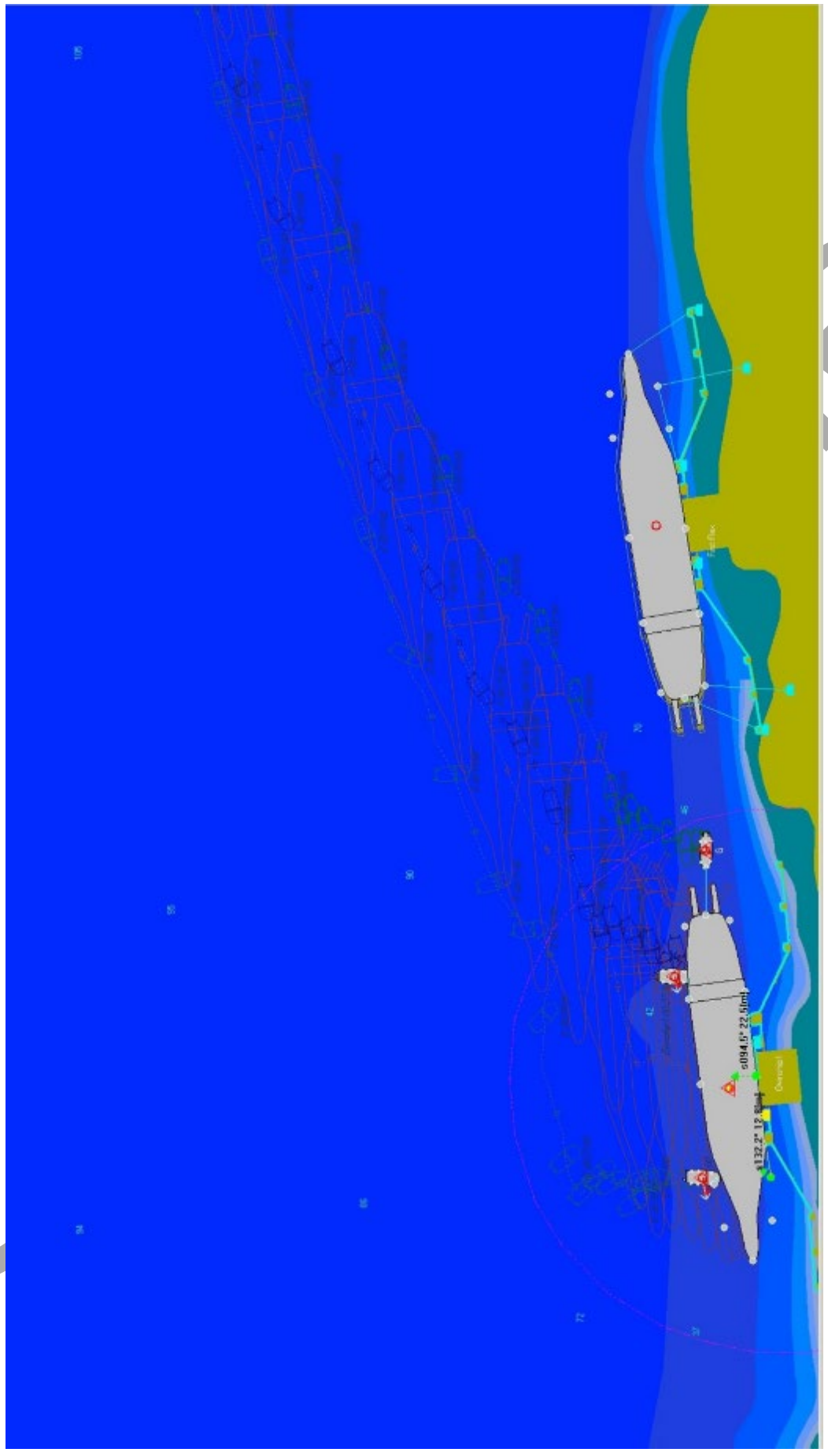
	Navire 1	Navire 2	Navire 3 et 4
Modèle :	GASCS08B	UG30 (puissance au croc de 65T avec cross	TUG30 (71 t BP avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m	28,2 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m	11,7 m
Déplacement	124 500 t	615 t	680 t
Tirant d'eau :	AV: 11,5 m ARR 11,5	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m	AV: 5,2 m ARR: 5,4 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Propulseur arrière azimutal	Propulseur arrière azimutal
Genre de gou	2 gouvernails classiques		

Filière Kongsberg:	RUN-19-Instructor Station 1-190604-1436.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-19.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



© Centre de simulation et d'expertise maritime

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-20	**Quai :**	Quai ouest, côté bâbord														
Lieu :	PRJ_GNLQ_2018	**Début :**	15 h 36												**Temps écoulé :**	0 h 51	
Date :	4 juin 2019	**Fin :**	16 h 28												**rée de l'exercice :**	4 h	
Navire :	GASCS08B	**Courants**	**Filière :**	area1_neap-mean.etd													
Remorqueur	TUG16/TUG30	099 (T)	**Vitesse :**	1,0	nœuds		Flot			Jusant	X	Étale					
Nombre :	1/2		**Niveau d'eau**	3,8	m		**Point de réf :**	Position de départ									
Puissance de traction	65/71 T	**Vague :**	**Dir. :**	293	°		**Hauteu**	0,5	m		**Longue**	7,2	m		**Période**	2,1	sec
Coefficient d'efficaci	100 %	**Vent :**	**Dir. :**	293	°		**Vitesse**	33	nœuds								

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle E - TUG30 attaché sur le chaumard central avant (câble de 45 m)

Passerelle F - TUG30 attaché à l'épaule tribord (câble de 30 m)

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°24,659' O070°47,777'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 265 ° x 3 nœuds
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Navire accosté au quai est.

Commentaire du (des) pilote(s) :

Bon contrôle jusqu'à la fin;

Le remorqueur attaché à l'épaule, appuie son flan sur la coque du navire et tire à 50% pour ralentir le navire.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

Bon contrôle;

Nécessité d'une grande puissance de remorqueur;

Le navire a accosté au quai sans heurt.

Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

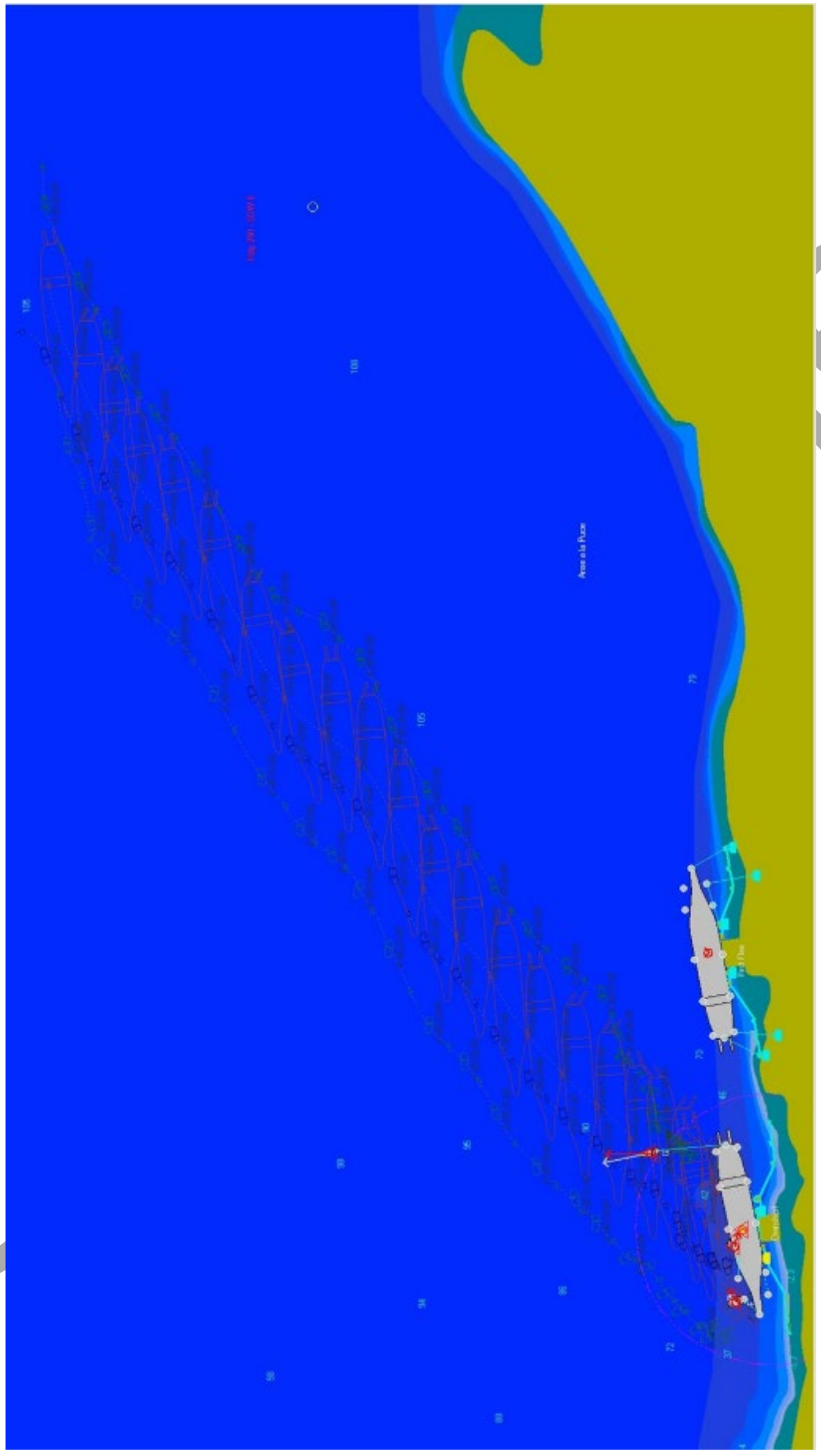
	Navire 1	Navire 2	Navire 3 et 4
Modèle :	GASCS08B	UG30 (puissance au croc de 65T avec cross	TUG30 (71 t BP avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m	28,2 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m	11,7 m
Déplacement	124 500 t	615 t	680 t
Tirant d'eau :	AV: 9,5 m ARR 9,5	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m	AV: 5,2 m ARR: 5,4 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Propulseur arrière azimutal	Propulseur arrière azimutal
Genre de gou	2 gouvernails classiques		

Filière Kongsberg:	RUN-20-Instructor Station 1-190604-1524.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-20.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



© Centre de simulation et d'expertise maritime

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-20A	**Quai :**	Quai ouest, côté bâbord														
Lieu :	PRJ_GNLQ_2018	**Début :**	8 h 53												**Temps écoulé :**	0 h 59	
Date :	5 juin 2019	**Fin :**	9 h 53												**rée de l'exercice :**	6 h	
Navire :	GASCS08B	**Courants**	**Filière :**	area1_spring-flood.etd													
Remorqueur	TUG16/TUG30	091 (T)	**Vitesse :**	2,5	nœuds		Flot			X	Jusant				Étale		
Nombre :	1/2		**Niveau d'eau**	0,9	m		**Point de réf :**	Position de départ									
Puissance de traction	65/71 T	**Vague :**	**Dir. :**	293	°		**Hauteu**	0,5	m		**Longue**	7,3	m		**Période**	2,2	sec
Coefficient d'efficaci	100 %	**Vent :**	**Dir. :**	293	°		**Vitesse**	33	nœuds								

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle E - TUG30 attaché à l'épaule tribord (câble de 45 m)

Passerelle F - TUG30 attaché à la hanche tribord (câble de 30 m)

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°24,659' O070°47,777'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 265 ° x 3 nœuds
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Navire accosté au quai est.

Commentaire du (des) pilote(s) :

Bon contrôle jusqu'à la fin;

Flux plus puissant essentiellement à la surface;

Puissance maximale du remorqueur avant, et 25 à 50 % de la puissance du remorqueur d'escorte et du remorqueur attaché à la poupe.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

Bon contrôle - plus facile au fur et à mesure que le navire se rapproche du quai;

Nécessité d'une grande puissance de remorqueur;

Le navire a accosté au quai sans heurt;

Accostage avec précision, conformes aux manœuvres habituelles

Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

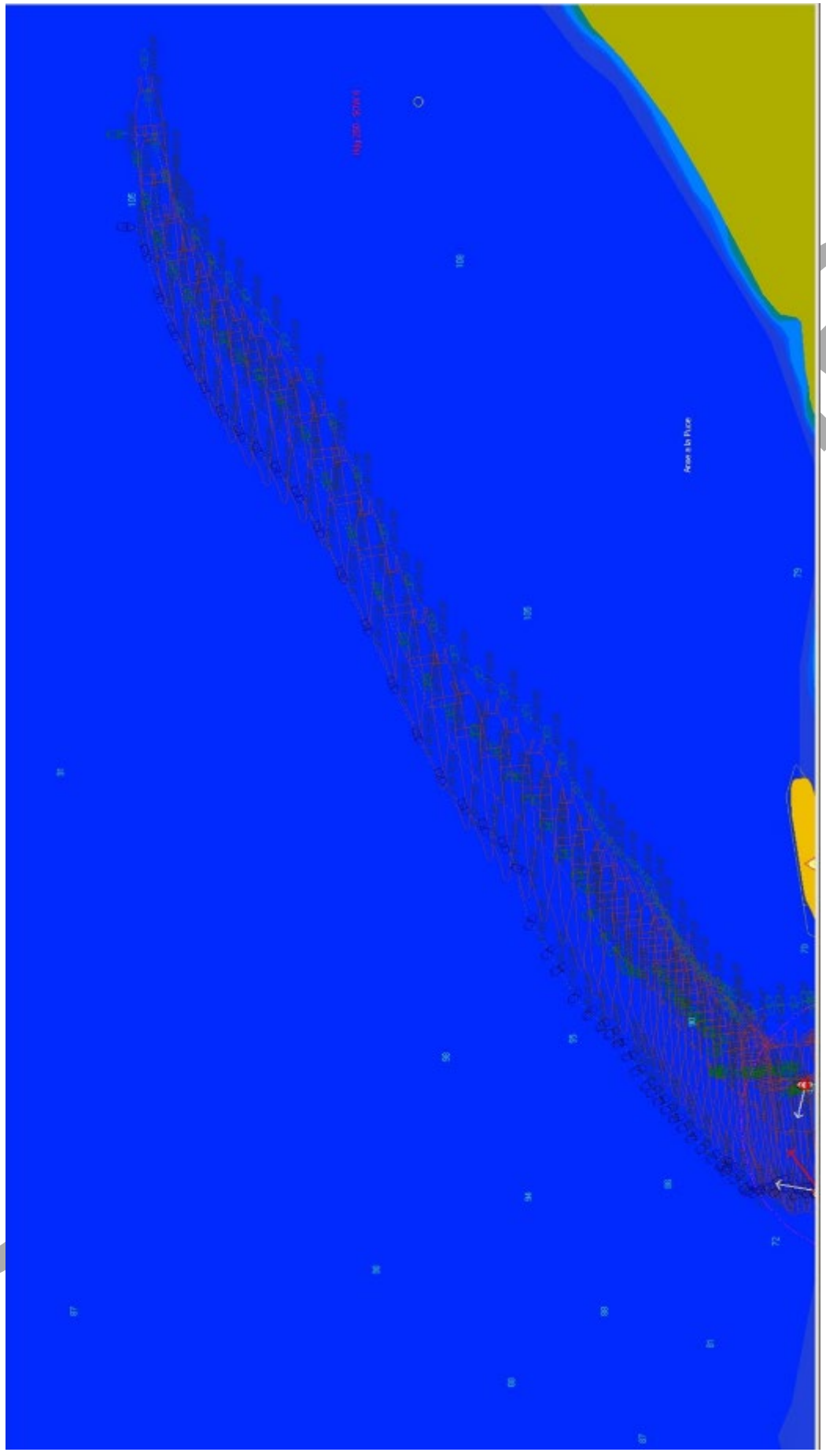
	Navire 1	Navire 2	Navire 3 et 4
Modèle :	GASCS08B	UG30 (puissance au croc de 65T avec crosse	TUG30 (71 t BP avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m	28,2 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m	11,7 m
Déplacement	124 500 t	615 t	680 t
Tirant d'eau :	AV: 9,5 m ARR 9,5	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m	AV: 5,2 m ARR: 5,4 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Propulseur arrière azimutal	Propulseur arrière azimutal
Genre de gou	2 gouvernails classiques		

Filière Kongsberg:	RUN-20A-Instructor Station 1-190605-0842.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-20A.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_03		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Cancel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-23		**Quai :**	Quai ouest, côté bâbord									**Temps écoulé :**	0 h 50	
Lieu :	PRJ_GNLQ_2018		**Début :**	11 h 17									**rée de l'exercice :**	4 h	
Date :	5 juin 2019		**Fin :**	12 h 13											
Navire :	GASCS08B		**Courants**	**Filière :**	area1_neap-mean.etd										
Remorqueur	TUG16/TUG30		099 (T)	**Vitesse :**	1,0	nœuds	X	Flot			Jusant			Étale	
Nombre :	2/1			**Niveau d'eau**	3,8	m	**Point de réf :**	Position de départ							
Puissance de traction	90/71 T		**Vague :**	**Dir. :**	293	°	**Hauteu**	0,5	m	**Longue**	7,2	m	**Période**	2,1	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir. :**	293	°	**Vitesse**	33	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle E – TUG16 amarré sur l'épaule tribord (câble, 45 m.) et ajout d'un remorqueur virtuel de 30 tonnes, puissance au croc combinée de 90 tonnes

Passerelle F - TUG30 amarré sur la hanche tribord (câble de 30 m)

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central avant (câble de 50 m) et ajout d'un TUG16 virtuel de 30 t, puissance au croc combinée de 90 t

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°24,659' O070°47,777'
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 265 ° x 3 nœuds
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Navire accosté au quai est.

Utilisation de deux remorqueurs virtuels pour augmenter la puissance au croc de chacun des TUG16 de 65 tonnes à 90 tonnes

Commentaire du (des) pilote(s) :

Excellent contrôle jusqu'à la fin;

Le remorqueur attaché à l'épaule a utilisé 100 % de sa puissance pendant un court moment, autrement il a utilisé entre 50 et 75 % de sa puissance;

Le remorqueur attaché à la hanche tribord n'a pas été très utilisé, sauf lorsqu'il a été utilisé à 25 % de sa puissance;

Remorqueur amarré sur le chaumard central arrière, 50 % Max

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

s/o

Commentaires généraux :

Excellent contrôle avec des remorqueurs de 90 t dans ces conditions;

Le navire a accosté au quai sans heurt;

Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

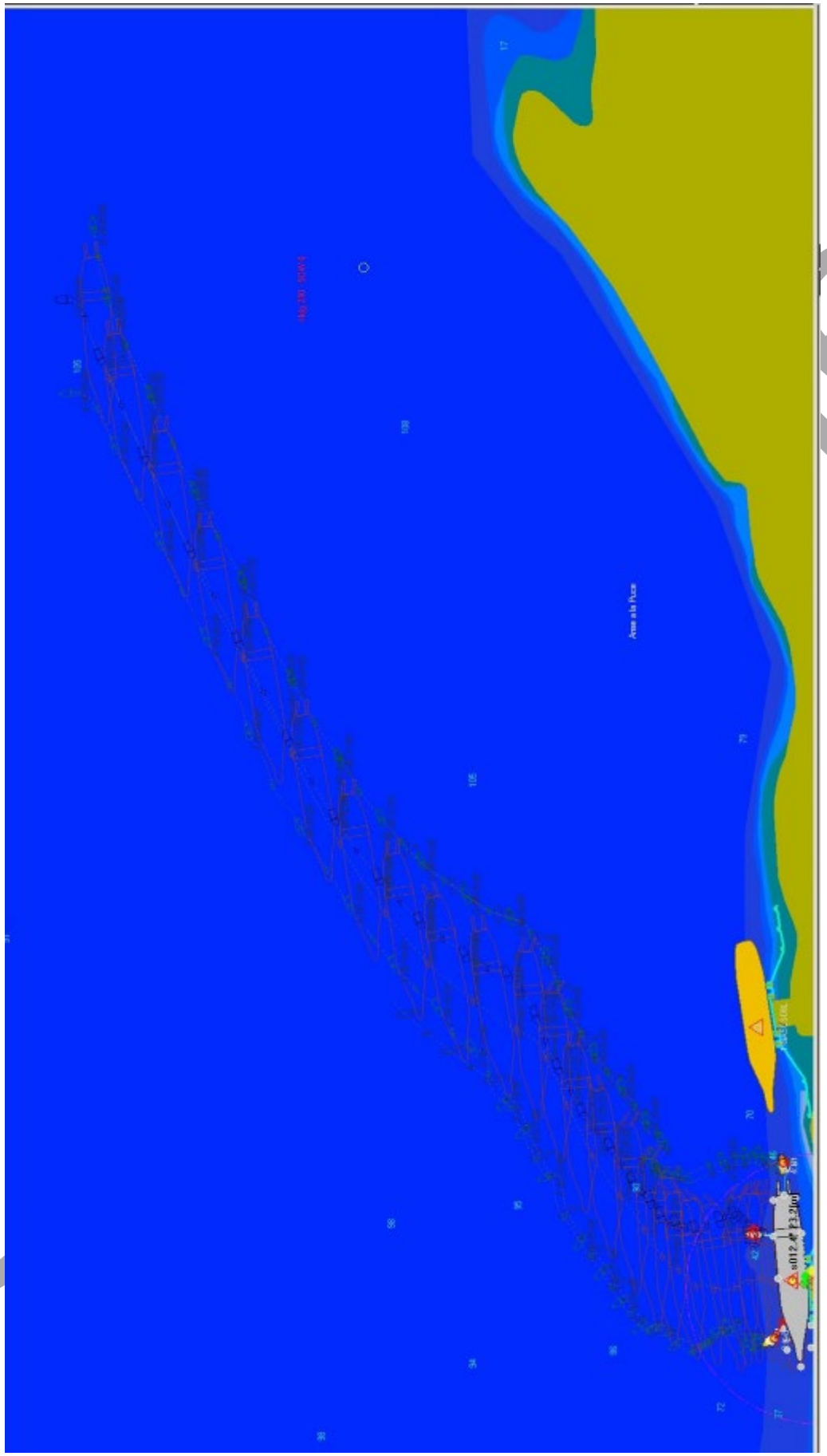
	Navire 1	Navire 2	Navire 3 et 4
Modèle :	GASCS08B	UG16 (puissance au croc de 65T avec crosse	TUG30 (71 t BP avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m	28,2 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m	11,7 m
Déplacement	124 500 t	615 t	680 t
Tirant d'eau :	AV: 9,5 m ARR 9,5	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m	AV: 5,2 m ARR: 5,4 m
Système de p	Deux hélices à pas fixe	Propulseur arrière azimutal	Propulseur arrière azimutal
Genre de gou	2 gouvernails classiques		

Filière Kongsberg:	RUN-23-Instructor Station 1-190605-xxxx.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-23.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_03		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



Cel

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario:	EXERCICE-23A	**Quai:**	Quai ouest, départ côté bâbord											**Temps écoulé :**	0 h 13
Lieu :	PRJ_GNLQ_2018	**Début :**	13 h 02												
Date:	5 juin 2019	**Fin :**	13 h 15											**rée de l'exercice :**	10 h
Navire :	GASCS08L	**Courants**	**Filière :**	area1_neap-mean.etd											
Remorqueur	TUG16 / TUG30	106 (T)	**Vitesse :**	0,8	nœuds		Flot		X	Jusant		Étale			
Nombre :	2/1		**Niveau d'eau**	2,8	m		**Point de réf:**	Position de départ							
Puissance de traction	90 / 71 T	**Vague :**	**Dir.:**	293	°		**Hauteu**	0,5	m	**Longue**	7,3	m	**Période**	2,2	sec
Coefficient d'efficaci	100 %	**Vent :**	**Dir.:**	293	°		**Vitesse**	30	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle E - TUG16 amarré sur le chaumard central avant (câble de 45 m) et ajout d'un TUG16 virtuel de 30t, puissance au croc combinée de 90t

Passerelle F - TUG30 amarré sur l'épaule tribord (câble de 30 m)

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m) et ajout d'un TUG16 virtuel de 30t, puissance au croc combinée de 90t

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Quai ouest, côté bâbord à 4824.021 070 49.106O
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 265° x 0 nœuds
- Visibilité : illimitée ~~/ Obscurité: 0%~~
- Navire accosté au quai est.

Commentaire du (des) pilote(s) :

Bon contrôle pendant l'appareillage;

Le remorqueur avant a été utilisé à 75% de sa capacité, tandis que les autres remorqueurs ont été utilisés entre 25% et 50% de leur capacité;

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Recommandation d'amarrer le remorqueur sur le chaumard central arrière plutôt que sur la hanche tribord, afin d'éviter que le câble soit dans l'eau lors du changement de cap.

Commentaires généraux :

Excellent contrôle dans l'ensemble;

Il a fallu appliquer une grande puissance de remorquage en avant, jusqu'à ce que la giration causée par le courant permette de réduire la puissance du remorqueur et facilite ensuite le départ;

Le niveau de risque lié au départ s'avère faible.

Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

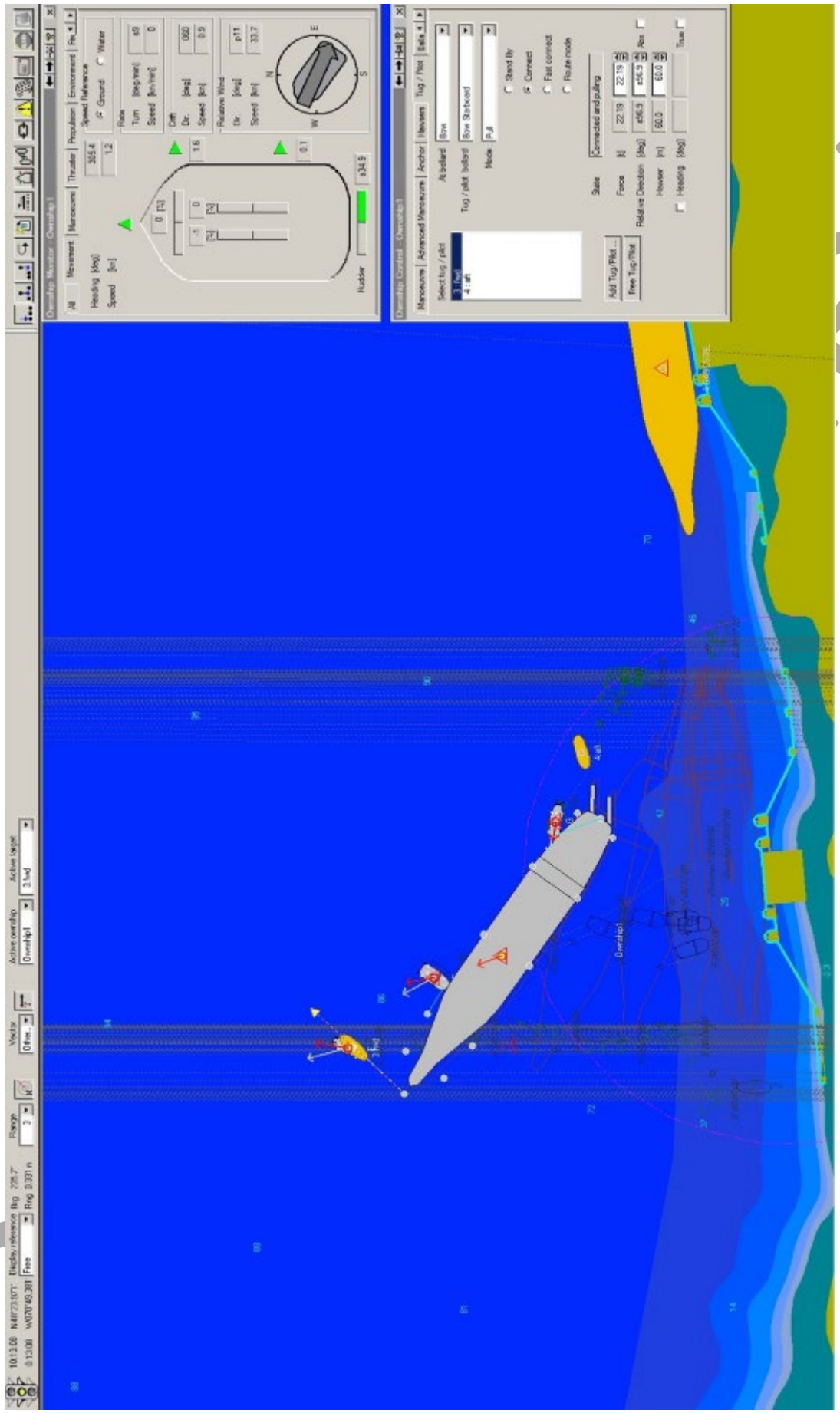
	Navire 1	Navire 2 et 4	Navire 3
Modèle :	GASCS08L	UG16 (puissance au croc de 90T avec crosse	TUG30 (71 t BP avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8m	28,2m
Largeur :	48,7m	11,1 m	11,7 m
Déplacement	124 500 t	615 t	680 t
Tirant d'eau :	AV : 11,5 m ARR 11,5	AV : 3,8 m ARR : 4,5 m	AV : 5,2 m ARR : 5,4 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Propulseur arrière azimutal	Propulseur arrière azimutal
Genre de gou	2 gouvernails classiques		

Filière Kongsberg :	RUN-23A-Instructor Station 1-190605-xxxx.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-23A.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_03		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-24	**Quai :**	Quai ouest, départ côté bâbord												
Lieu :	PRJ_GNLQ_2018	**Début :**	13 h 42									**Temps écoulé :**	0 h 15		
Date :	5 juin 2019	**Fin :**	13 h 57									**urée de l'exercice :**	2 h		
Navire :	GASCS08L	**Courants**		**Filière :**	area1_spring-flood.etd										
Remorqueur	TUG16/TUG30	106 (T)		**Vitesse :**	1,7	nœuds		Flot		X	Jusant		Étale		
Nombre :	2			**Niveau d'eau :**	4,0	m		**Point de réf :**	Position de départ						
Puissance de traction	65 T	**Vague :**	**Dir. :**	115	°	**Hauteu**	0,9	m	**Longue**	12,7	m	**Période**	2,8	sec	
Coefficient d'efficaci	100 %	**Vent :**	**Dir. :**	115	°	**Vitesse**	33	nœuds							

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle E - TUG16 attaché à l'épaule tribord (câble de 30 m)

Passerelle G - TUG16 attaché à la hanche tribord (câble de 26 m)

Remarques/commentaires :

• Position de départ : Quai ouest, côté bâbord à 4824.021 070 49.106O

• Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 265 ° x 0 nœuds

• Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~

• Navire accosté au quai est.

0 h 6 : ralentissement de la machine du remorqueur attaché à l'épaule tribord

0 h 7 : panne de la machine du remorqueur attaché à l'épaule tribord - Le capitaine du remorqueur l'a constaté à 0 h 10

Commentaire du (des) pilote(s) :

Bon contrôle pendant l'appareillage;

Le pilote s'attendait à un flot, mais il y a plutôt eu un jusant;

Le pilote a mis les deux machines à en arrière et demie après avoir constaté la panne du remorqueur à l'épaule.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Commentaires généraux :

Bon contrôle dans l'ensemble;

Les vents d'Est ont favorisé l'appareillage; Il faudrait essayer le même scénario avec des vents d'Ouest, afin d'évaluer le scénario dans l'ensemble.

Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

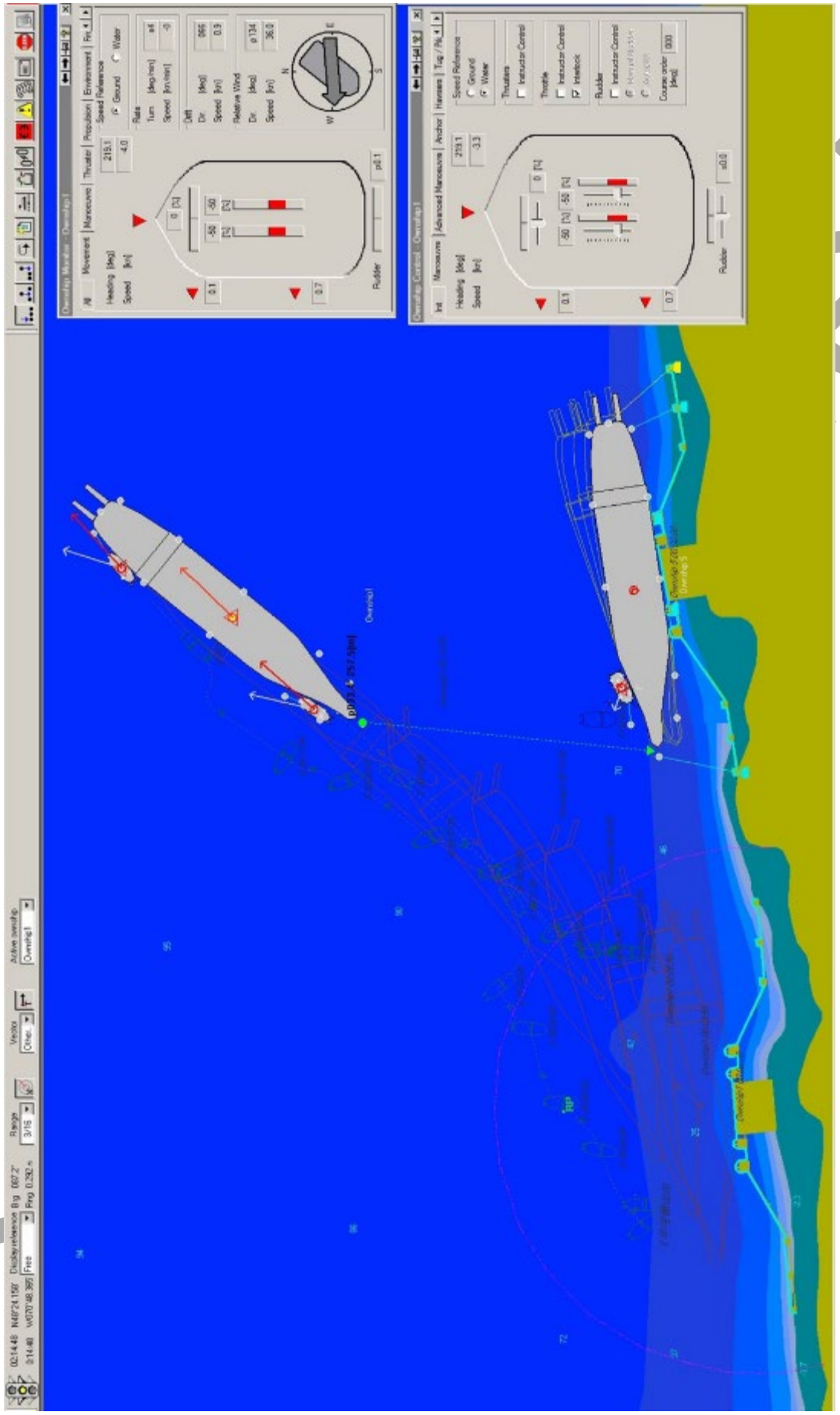
	Navire 1	E & G
Modèle :	GASCS08L	TUG16 (puissance au croc de 90T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	124 500 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 11,5 m ARR 11,5	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Propulseur arrière azimutal
Genre de gou	2 gouvernails classiques	

Filière Kongsberg:	RUN-24-Instructor Station 1-190605-xxxx.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-24.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_03		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario :	EXERCICE-25		**Quai :**	Quai ouest, départ côté bâbord											
Lieu :	PRJ_GNLQ_2018		**Début :**	14 h									**Temps écoulé :**	0 h 27	
Date :	5 juin 2019		**Fin :**	14 h 27									**urée de l'exercice :**	2 h	
Navire :	GASCS08L		**Courants**		**Filière :**	area1_spring-flood.etd									
Remorqueur	TUG16		106 (T)		**Vitesse :**	1,7	nœuds		Flot		X	Jusant			Étale
Nombre :	2				**Niveau d'eau :**	4,0	m		**Point de réf :**	Position de départ					
Puissance de traction	65 T		**Vague :**	**Dir. :**	290	°	**Hauteu**	0,9	m	**Longue**	12,7	m	**Période**	2,8	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir. :**	290	°	**Vitesse**	33	nœuds						

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle E - TUG16 Épaule bâbord (aucun câble)

Passerelle G - TUG16 attaché à la hanche tribord (câble de 26 m)

Remarques/commentaires :

- Position de départ : Quai ouest, côté bâbord à 4824.021 070 49.106O
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface) : 265 ° x 0 nœud
- Visibilité : illimitée/~~Obscurité : 0 %~~
- Navire accosté au quai est.

Aussière de remorquage arrière larguée à 0 h 6 et le remorquer s'est déplacée pour pousser en éloignant l'avant du quai

À 0 h 16, Panne du moteur bâbord du remorqueur G

À 0 h 17, ralentissement du moteur tribord du remorqueur G.

Départ d'urgence, pire scénario.

Commentaire du (des) pilote(s) :

Départ difficile avec deux remorqueurs de 65 t;

Les deux machines du navire ont été utilisées à mi-puissance, ce qui a contré les efforts des deux remorqueurs avant.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Les remorqueurs ont été utilisés à pleine puissance

Commentaires généraux :

Un remorqueur de 65 t ne suffit pas pour décoller l'étrave du navire dans ces conditions environnementales;

Les vents d'Ouest représentent le pire scénario pour ce type de départ, avec le courant de jusant a son maximum;

Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

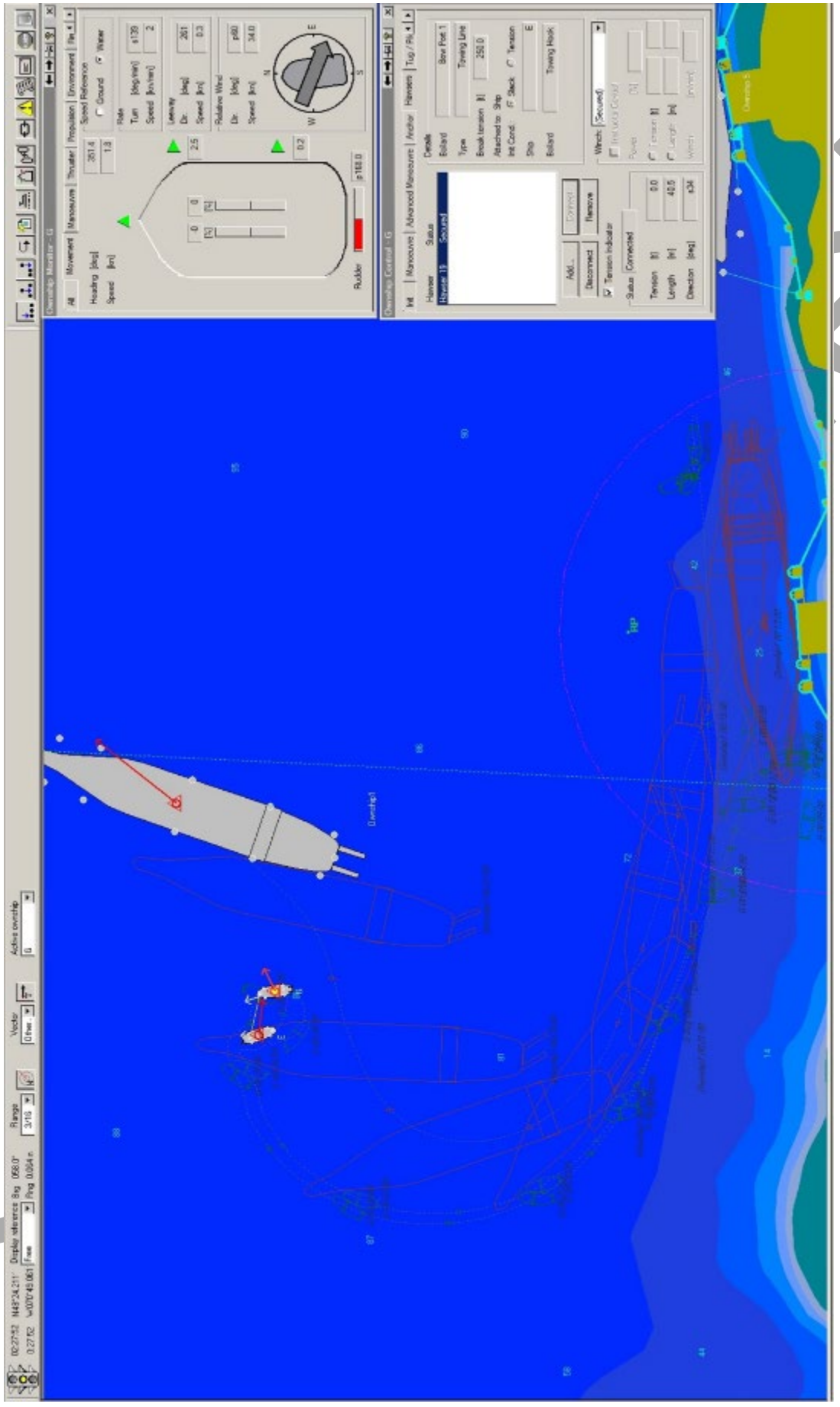
	Navire 1	E & G
Modèle :	GASCS08L	TUG16 (puissance au croc de 90T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	124 500 t	615 t
Tirant d'eau :	AV: 11,5 m ARR 11,5	AV: 3,8 m ARR: 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Propulseur arrière azimutal
Genre de gou	2 gouvernails classiques	

Filière Kongsberg:	RUN-25-Instructor Station 1-190605-xxxx.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-25.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_03		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoît Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants :

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



© Centre de simulation et d'expertise maritime

GNL Québec - Énergie Saguenay
Juin 2019

Scénario:	EXERCICE-26		**Quai:**	Passage en amont sous les câbles haute tension											
Lieu :	STL7_Saguenay		**Début :**	15 h 24									**Temps écoulé :**	0 h 20	
Date:	5 juin 2019		**Fin :**	15 h 45									**rée de l'exercice :**	12 h 30	
Navire :	GASCS08L		**Courants**	**Filière :**	area2_neap-mean.etd										
Remorqueur	TUG16		102 (T)	**Vitesse :**	0,6	nœuds		Flot		X	Jusant		Étale		
Nombre :	1			**Niveau d'eau**	2,9	m		**Point de réf:**	Sous les câbles						
Puissance de traction	90	t	**Vague :**	**Dir.:**	45	°	**Hauteu**	0,6	m	**Longue**	8,8	m	**Période**	2,4	sec
Coefficient d'efficaci	100	%	**Vent :**	**Dir.:**	Est	°	**Vitesse**	30	nœuds	**Filière :**	northwest_30.wnd				

Configuration du (des) remorqueur(s) :

Passerelle G - TUG16 amarré sur le chaumard central arrière (câble de 50 m) et ajout d'un TUG16 virtuel de 30t, puissance au croc combinée de 90t

Remarques/commentaires :

- Position de départ : N48°14.696' O069°58.551
- Cap et vitesse du navire (vitesse surface): 118° x 8 nœuds
- Visibilité : illimitée ~~/ Obscurité: 0%~~

00h11 : gouvernail bloqué à gauche toute, GASCS08L

Utilisation de deux remorqueurs virtuels pour augmenter la puissance au croc de chacun des TUG16 de 65 tonnes à 90 tonnes

Commentaire du (des) pilote(s) :

Bon contrôle dans l'ensemble, en attachant le remorqueur, angle de dérive de seulement 7 degrés;

Le remorqueur de 90t est un excellent choix ;

Machine en avant afin de contrer l'effet du remorqueur.

Commentaires du (des) capitaine(s) de remorqueur :

Les capitaines sont très satisfaits de la performance du remorqueur.

Commentaires généraux :

Bonne utilisation des remorqueurs;

Cette manœuvre a été évaluée comme RÉUSSIE, selon les critères établis de sécurité/contrôle de la navigation.

Navires utilisés

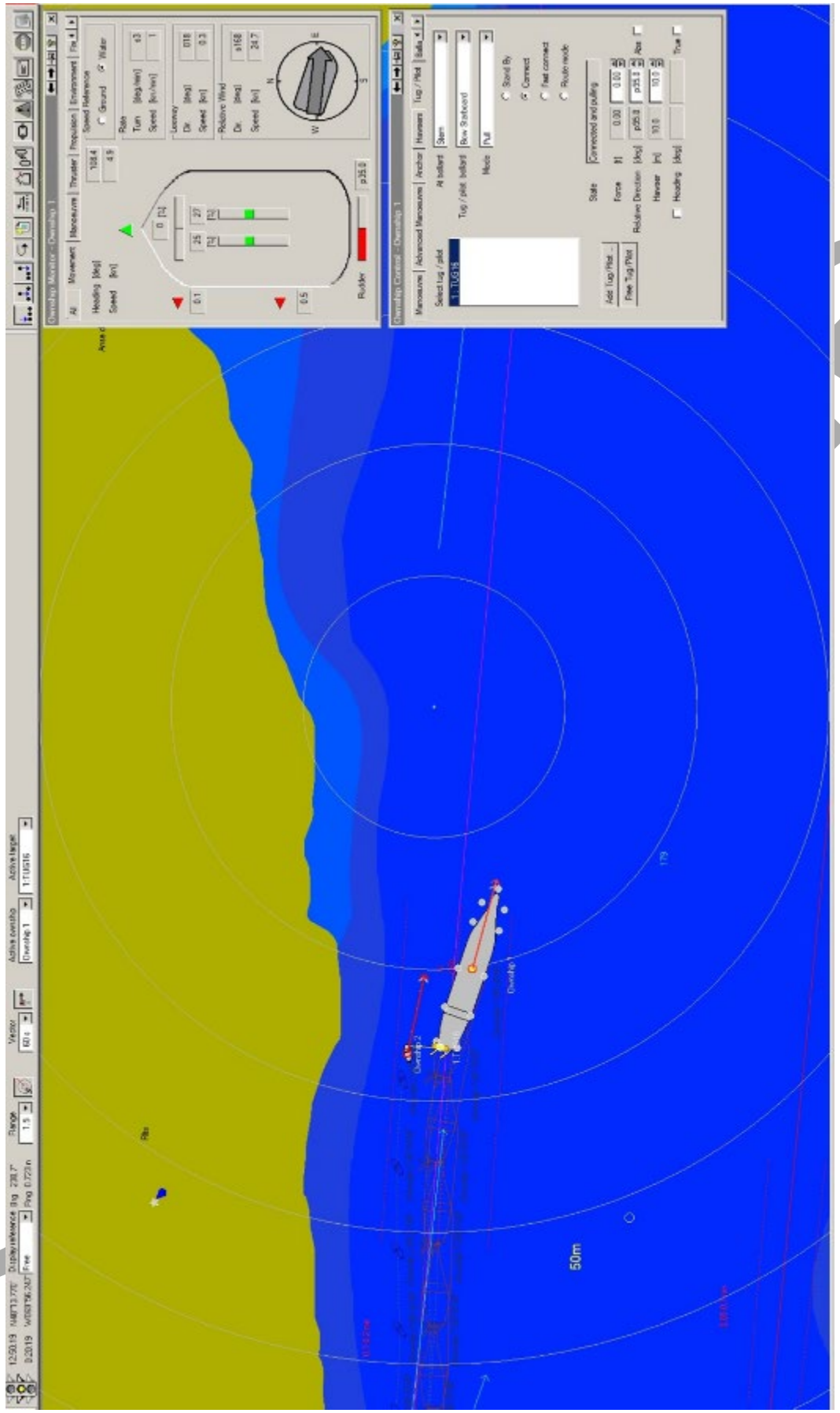
	Navire	
Modèle :	GASCS08L	TUG16 (puissance au croc de 90T avec quille)
Longueur hor	297 m	30,8 m
Largeur :	48,7 m	11,1 m
Déplacement	124500 t	615 t
Tirant d'eau :	AV : 11,5 m ARR : 11,5 m	AV : 3,8 m ARR : 4,5 m
Système de pr	Deux hélices à pas fixe	Deux propulseurs azimutales à l'arrière
Propulseur :	AV : 2500 kW	nul
Genre de gou	2 gouvernails classiques offrant un angle de 35°	nul

Filière Kongsberg :	RUN-17-Instructor Station 1-190604-1147.LOG	**Filière vidéo :**	RUN-17.avi
Diagrammes et données :	PRJ_GNLQ_JUNE_2019_Day_02		
Pilote(s)/Capitaine(s) :	Marc-André Fortin, Benoit Nayet		
Capitaine(s) de remorqueur	Ghyslain Bouchard, Olivier Dubé-Marcoux, Simon Savard		
Opérateur(s) du simulateur :	Étienne Landry, Emanuel Huard	**Chef de projet :**	Garland Hardy

Représentants:

GNLQ:	Sylvain Ménard
CS LNG LTD	Keith Bainbridge

Confidentiel



C

Confidentiel

Confidentiel

Confidentiel



CENTRE DE SIMULATION ET D'EXPERTISE MARITIME
271 de l'Estuaire Street, Suite 201, Québec (Québec) G1K 8S8
Tel. : (418) 692-0183 Télécopieur : (418) 692-4262
info@sim-pilot.com • www.sim-pilot.com