

PAR COURRIEL

Québec, le 6 octobre 2020

Madame Stéphanie Fortin
Directrice principale, Affaires publiques et relation avec les communautés
GNL Québec
sfortin@gnlquebec.com

**Objet : Questions complémentaires – Projet de construction d'un complexe de
liquéfaction de gaz naturel à Saguenay**

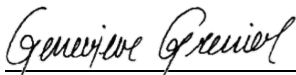
Madame,

En référence au dossier présentement à l'étude, la commission chargée de l'examen du projet précité désire obtenir des renseignements.

Veuillez trouver, annexée à la présente, des questions auxquelles nous souhaitons grandement recevoir des réponses d'ici le 13 octobre prochain à 9 h compte tenu de l'échéancier dont dispose la commission pour ses travaux.

Afin de faciliter le suivi et le repérage de l'information, merci de bien vouloir reprendre le libellé de la question avant d'y ajouter votre réponse.

Nous vous remercions de l'attention que vous porterez à cette demande et vous prions d'agréer, Madame, l'expression de nos sentiments les meilleurs.



Geneviève Grenier
Coordonnatrice du secrétariat de la commission



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 1/600^e 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.
- 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 ?

2. Mise en production graduelle et risque

Vous semblez prévoir une mise en production graduelle de votre complexe, soit la 1^{re} unité de liquéfaction au 1^{er} 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 ?

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.

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 ?
- 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 ?

- Combien de femmes pourraient théoriquement être à l'emploi d'Énergie Saguenay pour le projet GNLQ ?
- Quel serait leur salaire moyen en comparaison de celui des hommes ?

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 ?

6. Émissions de GES (directes)

Le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) et la Chaire en éco-conseil de l'UQAC, qui a réalisé le rapport « Identification de moyens crédibles pour un grand émetteur final canadien de s'affirmer carboneutre au Québec », retiennent comme émissions directes associées à l'exploitation du terminal méthanier : 421 000 tonnes éq CO₂/an (incl. 1000 t provenant des émissions fugitives de méthane).

Au tableau « sommaire des émissions du projet » (annexe R-130), les émissions directes présentées sont de 424 580 t éq CO₂/an (émissions des procédés) + 28 551 t éq CO₂/an (émissions fugitives), soit 453 131 tonnes éq CO₂/an.

- Veuillez expliquer la différence entre les estimations des émissions directes.
- Quelles sont les limites inférieures et supérieures des émissions directes de GES que pourrait émettre le terminal en période d'exploitation ?

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 CO₂/an. L'analyse présentée dans l'étude d'impact les évalue à 9 777 t éq CO₂/an.

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

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. CO₂/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 CO₂eq 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 ?

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 CO₂ par tonne de GNL produite. Le Projet serait pour sa part à un taux très inférieur, se situant près de 0,04 t de CO₂ par tonne de GNL produite. »

- Comment s'explique cet écart ?

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 ?

11. Émissions de GES associées à la regazéification

- Combien d'émissions en tonnes d'eq CO₂ seraient générées par l'étape de la regazéification du GNL sur les marchés d'exportation ?

12. Effet rebond

- Est-ce que des études récentes démontrent que le phénomène de substitution avec effet rebond (sommairement : lorsque le gaz naturel liquéfié importé se substitue à des sources d'énergie, lesquelles sont transférées vers d'autres marchés) a été (ou n'a pas été) observé dans certains pays visés par l'Initiateur dans son scénario des exportations ? Lesquelles ?

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 ?

14. Remplacement du nucléaire/part de marché

Vous indiquez que le GNL que vous mettriez en circulation contribuerait à combler les besoins énergétiques de pays qui se désengagent du nucléaire.

- Veuillez préciser quels sont les pays qui pourraient substituer l'énergie nucléaire par le GNL produit au terminal de Saguenay.
- Quelle est la part relative de ce marché par rapport au marché mondial actuel du GNL ? Par rapport aux marchés visés par le Projet ?

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 ?
- 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.

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. CO₂ calculées dans l'analyse de cycle de vie ?

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. ?
- b) Avez-vous l'intention de privilégier un type de contrat en particulier ? Achats spots, contrats de court, moyen, long terme ?
- 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 ?
- d) Avez-vous l'intention de privilégier un type de gaz naturel en particulier ? Gaz conventionnel, gaz de schiste, gaz naturel renouvelable (GNR) ?
- 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 ?

- 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.

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 ».
- 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.)

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 ?
- 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 ?
- 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 ?
- 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 ?
- 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 :
 - i. Jusqu'à North Bay ;
 - ii. De North Bay jusqu'à Saguenay.
- 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.

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 ?

21. Hydroélectricité et coût d'exploitation

Vous avez mentionné que l'alimentation en hydroélectricité contribuerait à réduire « de façon significative les coûts d'exploitation comparés aux autres grandes usines de liquéfaction de gaz naturel actuelles ».

- Veuillez préciser quelles sont les économies en termes monétaires attendues grâce au recours à l'hydroélectricité au lieu du gaz naturel.

22. Droit de distribution exclusif d'Énergir

Dans la mesure où Énergir possède un droit exclusif de distribution du gaz naturel, notamment sur le territoire où il est prévu de construire le complexe de liquéfaction, veuillez préciser si vous devrez payer à Énergir une redevance ou un tarif de distribution sur chaque m³ de gaz naturel consommé par le complexe de liquéfaction.

- Si oui, veuillez indiquer quel serait ce tarif et quelle serait la part relative de ce coût de distribution en regard du prix de revient anticipé par tpa de GNL.
- Si non, veuillez préciser l'assise juridique qui vous permettrait d'éviter de payer ces frais de distribution.

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 ?
- 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 ?

24. Marché mondial du GNL

En préparation de la présente audience, la Commission a consulté, en plus de la documentation associée au projet disponible dans le registre du MELCC, différents documents publics qui traitent du marché mondial du gaz naturel et du GNL en particulier. Notamment :

[World Energy Outlook 2019](#), Agence internationale de l'énergie

[The Role of Gas in Today's Energy Transitions](#), Agence internationale de l'énergie

[World LNG Report 2019](#), Union internationale de l'industrie du gaz

[GIIGNL Annual Report 2019](#), Groupe international des importateurs de gaz naturel liquéfié

[LNG in Transition : From Uncertainty to Uncertainty](#), The Oxford Institute for Energy Studies

Ces lectures ont suscité les réflexions et questions suivantes :

- Le présent projet en est un parmi de nombreux projets similaires en Amérique du Nord découlant de la surabondance de production de gaz naturel, notamment aux États-Unis.
- Le marché mondial du GNL subit un bouleversement fondamental où le traditionnel contrat liant à long terme un liquéfacteur, qui assume le risque de prix, à un acheteur, qui assume le risque de volume, est en perte de terrain.
- Un exemple de cette nouvelle réalité de marché : selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), en 2018, 32 % des volumes livrés de GNL ont résulté de transactions spot ou de contrat de CT et pour le ¼ de ces volumes il s'est écoulé moins de 90 jours entre la transaction et la livraison.
- Un autre exemple réside dans le fait que l'Europe, bien desservie par les pipelines en provenance de la Russie, dispose d'une grande capacité d'accueil de GNL qui a été utilisée en 2018 à un taux moyen d'à peine 30 %, ce qui en fait un marché très liquide et peu propice aux contrats fermes.
- Les avancées technologiques et l'arrivée d'un grand nombre de nouveaux joueurs incitent à une optimisation des procédés et une réduction des coûts dans toute la chaîne de production et de commercialisation, ce qui se traduit par une « commodification » ou « marchandisation » du GNL et donc une pression accrue sur tous les acteurs du marché.
 - a. Veuillez indiquer comment cette nouvelle réalité du marché mondial du GNL est prise en compte dans les stratégies d'approvisionnement et de ventes de l'initiateur.
 - b. Cette nouvelle réalité risque également de mettre de la pression sur les zones de coûts plus compressibles, notamment le transport maritime, au détriment de la sécurité et de la vitesse de navigation. Veuillez commenter.

25. Étude de retombées socio-économiques : Canada

Selon l'étude de retombées socio-économiques, l'achat de gaz naturel auprès de fournisseurs canadiens (soit 2,5 G\$ CAN par année) représente approximativement 78 % des dépenses

d'exploitation annuelles lesquelles s'élèveraient à 3,2 G\$ CAN par année pour une année où l'usine fonctionne au maximum de sa capacité.

- Comment ce montant a-t-il été établi ?
- Quels sont les scénarios des cours du gaz naturel qui sous-tendent ce calcul ?

26. Étude de retombées socio-économiques : Québec

Les dépenses d'exploitation annuelles du projet sont estimées à 633 M\$ au Québec. Selon l'étude de retombées socio-économiques, le projet générerait une valeur ajoutée annuelle pour le Québec de 828 M\$.

- Veuillez détailler comment 633 M\$ de dépenses génèreraient 828 M\$ de valeur ajoutée.
- Veuillez expliquer comment les composantes de la valeur ajoutée ont été estimées, soit selon le modèle de l'ISQ : Valeur ajoutée = salaires et traitements avant impôts + Revenu mixte brut + Autres revenus bruts avant impôts.

27. Étude de retombées socio-économiques : Québec

Dans l'étude de retombées socio-économiques, les revenus gouvernementaux au Québec sont estimés à 100 M\$ annuellement.

- Veuillez fournir une ventilation de ce montant (impôt sur les salaires, impôt sur le bénéfice, taxes diverses et impôts fonciers).

28. Étude de retombées socio-économiques : Québec

Selon l'étude de retombées socio-économiques, les dépenses d'exploitation annuelles de l'usine au maximum de sa capacité seraient de 3,2 G\$.

- Approx. 78 % des dépenses d'exploitation annuelles seraient allouées à l'achat de gaz naturel dans l'Ouest canadien, soit approx. 2,5 G\$.
- Par ailleurs, il est indiqué que le contenu québécois lié aux opérations annuelles d'Énergie Saguenay serait de 26 % - donc 26 % des dépenses d'exploitation seraient satisfaites par la demande intérieure.
- Veuillez expliquer comment a été estimée la proportion des dépenses d'exploitation qui serait effectuée au Québec.

29. Étude de retombées socio-économiques : Saguenay–Lac-Saint-Jean

La valeur ajoutée pour le territoire du Saguenay–Lac-Saint-Jean a été évaluée dans l'étude de retombées socio-économiques.

- Quelle est la nature des dépenses d'exploitation prévues sur le territoire du Saguenay–Lac-Saint-Jean, durant les phases de construction et d'exploitation ?

- Comment ces dépenses ont-elles été estimées ?
- À combien sont évaluées les retombées du projet en matière d'emplois, d'achats locaux de produits et service, de revenus de la taxation municipale dans la région de Saguenay–Lac-Saint-Jean ?

30. Conseil d'administration

- Quelle est la composition actuelle du conseil d'administration de GNL Québec ?
- Est-il prévu d'accroître la taille du conseil d'administration ? Quelle en serait la composition ?

31. Vitesse de méthaniers et bruit subaquatique

Dans le PR5.2 (volume 1 de 3) (R-65, p. 64), vous mentionnez qu'une étude de modélisation est menée par WSP pour établir des scénarios de vitesse permettant de réduire le bruit généré par la navigation dans les habitats critiques du béluga.

- Quels scénarios ont été étudiés et quels sont les principaux constats et recommandations ?
- Veuillez déposer l'étude si elle est complétée.

Vous mentionnez la collaboration avec Transports Canada dans le cadre de vos recherches sur le bruit sous-marin (PR5.2 [volume 1 de 3] R-102, p. 109).

- Veuillez préciser la nature de cette collaboration.

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.

33. Analyse de risques liés au transport maritime

Le rapport du BAPE sur le [Projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska et des infrastructures connexes](#) (p. 136-138) mentionne que le critère de 5 kW/m² pourrait ne pas procurer suffisamment de marge (40 secondes) pour tenir compte des conséquences de l'effet de surprise qui pourrait prolonger le temps de réaction chez certaines personnes pour trouver refuge à temps, surtout chez des personnes sensibles de la population (enfants, personnes âgées ou à mobilité réduite). Selon un manuel de la Society of Fire Protection Engineers, la valeur de 2,5 kW/m² devrait être retenue comme critère de tolérance à cette fin. Selon les agences de santé et de services sociaux de Montréal, de la Mauricie et du Centre-du-Québec, de la Chaudière-Appalaches et de la Montérégie, les zones à risques autour des installations industrielles devraient être établies à l'intérieur de la limite de 3 kW/m².

- Pourquoi Tetra Tech n'a pas considéré la limite de 3 kW/m² comme seuil d'acceptabilité pour l'exposition au rayonnement thermique, surtout dans les secteurs où les activités maritimes sont intenses (p. ex. à l'embouchure) ?

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 ?

35. Analyse de risque

En préambule à l'analyse de risque déposée, il est mentionné qu'« Étant donné la nature préliminaire du design pour ce projet, l'analyse peut être décrite comme une analyse préliminaire quantitative de risque (AQR) » (PR3.6 Annexes Volume 5, Chapitre 13-3, p.1).

D'une part, on mentionne dans ce document qu'« il existe des éléments pour lesquels cette (analyse préliminaire quantitative de risque) APQR n'a pas respecté l'alinéa 14 (de la norme CSA Z276, NDLR), et ce, principalement parce qu'il s'agissait d'une évaluation préliminaire et que la portée de l'étude n'incluait pas tous les éléments présentés dans l'alinéa 14 » (PR3.6 Annexes Volume 5, Chapitre 13-3, p.4). Parmi ces exemples figurent les emplacements des fuites, des détails de la modélisation comme les débits de fuite et l'évaluation des systèmes d'atténuation du risque. Aucune analyse de sensibilité n'a été effectuée dans le cadre de ce mandat et aucune évaluation d'atténuation de risque n'a été incluse (PR3.6 Annexes Volume 5, Chapitre 13-3, p.4).

D'autre part, le consultant QUEST mentionne être « d'avis que les prévisions de risque présentées dans ce rapport sont conservatrices – en d'autres mots qu'elles présentent un risque d'un niveau bien plus élevé qu'il ne l'est en réalité » (PR3.6 Annexe Volume 5, Chapitre 13-3, p. 35).

- Dans quelle mesure l'analyse préliminaire quantitative de risque (APQR) déposée reflète les risques réels afférents aux installations projetées ?

En lien avec l'affirmation contenue dans le document à l'effet que « Les éléments des exigences de l'alinéa 14 qui n'ont pas été considérés dans cette étude seront pris en compte dans des analyses futures, une fois que le design aura évolué au-delà de son état préliminaire et que l'information requise pour compléter ces éléments sera disponible » (PR3.6 Annexe Volume 5, Chapitre 13-3, p. 4) :

- La Commission souhaite que vous lui précisiez, au regard du calendrier de réalisation révisé que vous avez déposé, quand vous prévoyez réaliser une analyse quantitative de risque complète et si vous allez rendre publique cette analyse ?

Le rapport d'analyse de risque conclut qu'il n'est pas utile de démontrer que le risque est « aussi faible que raisonnablement possible » (ALARP) puisque le risque aux zones à l'extérieur du site

satisfait les critères d'acceptabilité du risque applicable. Ainsi, il n'y aurait donc pas lieu de réduire le risque (PR3.6 Annexes Volume 5, Chapitre 13-3, p. 37).

- Comment concilier que les risques associés au projet sont aussi faibles que possible alors que l'analyse quantitative de risque n'est pas complétée ?

36. Risques associés aux torchères

L'Initiateur a identifié les différents éléments qui ont été couverts par son analyse de risques préliminaires (PR3.1 Chapitre 13, p. 948).

- Pourquoi les torchères n'ont-elles pas été incluses dans l'analyse alors que, selon l'historique des accidents présentés dans l'étude d'impact, certains ont impliqué les torchères (Fos-sur-mer en 2003 et Loon Plage 2016) ?

Vous indiquez avoir retenu des torchères au sol ou confinées afin de réduire l'impact visuel des installations (PR6, p. 38).

- Ces choix entraînent-ils une perte en matière de sécurité ?
- Veuillez expliquer à la Commission dans quelle mesure ce choix représente un risque équivalent.

37. Risques sismiques

L'étude d'impact environnemental affirme que le projet se réaliserait dans la zone sismique la plus active de l'Est du Canada.

On y affirme qu'« Il est permis de penser qu'un éventuel séisme n'aurait pas d'impacts significatifs sur les infrastructures du Projet et que, par conséquent, la probabilité d'un impact sur le Projet est faible » (PR6, p. 83).

- Veuillez préciser à la Commission comment le risque sismique a été considéré dans votre analyse de risque.
- Veuillez déposer le rapport de risques sismiques qui devait être disponible en août 2020 (DA 8.2, p. 55-56).

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 ?