



GNL Québec Inc --- Réponses au courriel du 6 octobre 2020 (partie 2)

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.

La différence est due au fait que des améliorations au niveau de certains équipements (et du choix d'équipements) ont déjà été proposées dans les évolutions du design de l'usine. Il est important de rappeler qu'une usine comme celle-ci contient des dizaines de milliers de valves et brides, raccords, et que les informations servant de base à l'ÉIE sont basées sur un design particulier qui est voué à être amélioré, notamment dans le choix final des équipements, les optimisations de processus etc. Ce qui a servi de base au travail du CIRAIG était les dernières informations disponibles, mais nous avons préféré garder des données sensiblement plus conservatrices dans l'ÉIE (« pire cas »). Il est probable que dans les phases subséquentes d'ingénierie, nous soyons capables de réduire les émissions au-delà du chiffre fourni au CIRAIG

- Quelles sont les limites inférieures et supérieures des émissions directes de GES que pourrait émettre le terminal en période d'exploitation ?

En l'état actuel du design de l'usine, nous estimons que la limite supérieure en période d'exploitation nominale est le chiffre dans l'annexe R-130 de l'ÉIE. La limite inférieure dans un design où des bouilloires au gaz naturel soient toujours utilisées devraient se trouver proche de 400 000 t de CO₂e/an, mais il est difficile de valider cette information sans plus de travaux d'ingénierie. Nous considérons qu'il y a encore un potentiel de l'ordre de 5% de réduction supplémentaire en se focalisant sur des optimisations techniques simples, notamment au niveau des valves, brides et raccords. Le chiffre moyen reste donc celui qui a été fourni au CIRAIG, c.-à-d. 421 000 t CO₂e/an.

En plus de cette optimisation, dans le cadre du programme de carboneutralité, nous étudions la possibilité de modifier les bouilloires au gaz naturel en les électrifiant, ainsi que la mise en place de systèmes prédictifs de gestion des fuites qui pourraient



par



amener une réduction supplémentaire respective de 20-40% et de 5%, soit un minimum de réduction supplémentaire de l'ordre de 100 000 t de CO₂e/an et un maximum de réduction supplémentaire de l'ordre de 180 000 t de CO₂e/an. Ce programme est une partie très importante de notre programme de carboneutralité car il permet de réduire de façon définitive les émissions à la source et ne nécessite ainsi ni capture/valorisation de CO₂ ou compensation.

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.

Selon l'interprétation de GNL Québec du cadre légal et réglementaire applicable au Québec notamment, en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et de la jurisprudence en la matière, son complexe de liquéfaction (ou son projet) ne serait pas assujéti à une telle redevance ou un tel tarif de distribution.

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 ?

Ce montant a été établi en considérant un prix moyen de gaz naturel pendant les 25 premières années d'opérations de GNL Québec, et la quantité de gaz naturel à être achetée pour fins de liquéfaction

- Quels sont les scénarios des cours du gaz naturel qui sous-tendent ce calcul ?

Le scénario pris en compte pour ce calcul est une triangulation des scénarios long terme fournis de différents experts tels que Wood Mackenzie, Poten & Partners, la Régie de l'Énergie Canadienne et l'Agence Internationale de l'Énergie. Nous avons aussi pris en compte l'état des discussions avec les producteurs de gaz naturel afin de raffiner le coût final.

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 généreraient 828 M\$ de valeur ajoutée

Même si une grande proportion des dépenses d'exploitation annuelle est prévue être réalisée à l'extérieur du Québec (achat de gaz naturel pour 2,5 G\$ annuel, représentant 78 % des dépenses totales), le MISQ estime que ces dépenses généreront tout de même des revenus sur le territoire québécois. Les activités principales qui sont estimées être impactées sont les activités en lien avec l'extraction/exploration de gaz naturel, les activités de production, de transport et de distribution d'électricité ainsi que les activités de transport (par camion, par pipeline) et de soutien au transport.

- 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.

Les composantes de la valeur ajoutée ont été estimées selon le modèle intersectoriel du Québec (MISQ), développé par l'Institut de la statistique du Québec (ISQ).

Le concept de retombées économiques est étroitement lié à la contribution qu'un projet génère sur la production intérieure brute (PIB) au sein d'un territoire pour une période donnée. Il est possible de déterminer les retombées économiques d'un projet en additionnant la valeur ajoutée au prix de base aux taxes indirectes nettes de subventions. Une dépense initiale est donc transformée en valeur ajoutée dans le territoire donné ou encore en fuites si elle ne génère aucun impact sur l'économie du territoire analysé. La valeur ajoutée au prix du marché tient compte des effets directs (les salaires et traitements avant impôt, les revenus mixtes bruts, les autres revenus bruts avant impôt) et indirects (les taxes sur les produits (provinciales et fédérales) nettes des subventions sur les produits) d'une dépense sur l'économie :

- Les salaires et traitements avant impôt, [101 535 000\$]
- Les revenus mixtes bruts, [4 208 000\$]
- Les autres revenus bruts avant impôt [635 106 000\$]
- les taxes sur les produits (provinciales et fédérales) nettes des subventions sur les produits) [87 628 000\$]

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).

Le tableau ci-dessous fournit le niveau de ventilation disponible quant aux revenus gouvernementaux au Québec suite aux travaux de Mallette qui utilisent les données générées par le MISQ. Il est important de noter que le modèle statistique de l'ISQ ne prend pas en compte l'impôt sur le bénéfice corporatif, les impôts fonciers ou encore l'impôt sur les dividendes - et ne les calcule pas. À cet effet, les données de retombées économiques fournies par le MISQ peuvent être vues d'un point de vue conservateur, car un certain nombre de retombées supplémentaires n'y ont pas été ajoutées car non-considérées dans les modèles.

Retombées économiques - Phase d'exploitation				
		Effets directs	Effets directs	Effets totaux
		années-personnes de 2018		
Revenus du gouvernement du Québec				
	- Impôts sur salaires et traitements	3 082	8 539	11 621
	- Taxes de vente	–	69 578	69 578
	- Taxes spécifiques	–	19 048	19 048
Total		3 082	97 165	100 247

Dans le tableau ci-dessus :

- Les taxes de vente correspondent à la TVQ.
- Les taxes spécifiques correspondent à : la taxe environnementale, la taxe d'accise sur la quantité de gallons de spiritueux, les bénéfices commerciaux sur l'alcool et la loterie, la taxe sur l'essence et les carburants, la taxe sur les divertissements, les taxes sur le tabac, les autres taxes provinciales à la consommation (incluant la taxe sur l'hébergement et la taxe sur les primes d'assurance).

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.

Tout d'abord, précisons que le 26% est la résultante du 828 M\$ de valeur ajoutée en phase d'exploitation annuellement au Québec par rapport aux dépenses d'exploitation prévues annuellement par GNL (estimé budgétaire de 3,2 G\$), et non pas le contenu québécois directes liés aux opérations annuelles d'Énergie Saguenay.

Le premier (828 M\$), dans le calcul des retombées, est une moyenne sectorielle générée par le MISQ à partir des intrants budgétaires du projet fournis par le client. Comme indiqué plus haut, des dépenses qui ont lieu en dehors du Québec peuvent avoir des retombées économiques au Québec. A titre d'exemple, il est estimé que plus de 300 entreprises québécoises offrent des services au secteur de la production du gaz naturel dans l'Ouest canadien, et donc une partie des dépenses allouées à la production du gaz naturel peuvent in fine revenir à des entreprises québécoises d'un point de vue statistique.

Le deuxième (3,2 G\$) est le budget annuel d'exploitation établi par l'entreprise, et inclut des dépenses (liste non-exhaustive) telles que les salaires, assurance, maintenance, achat d'équipement, investissement en capital pendant les opérations, achats du gaz naturel (matière première), services maritimes/portuaires, électricité etc. Ce budget des dépenses d'exploitation annuelles a été réalisé en interne à partir des décennies d'expérience de l'équipe de GNL Québec, mais aussi à partir des données de consultants externes, firmes d'ingénierie et équipementiers présagés pour fournir les équipements majeurs et la technologie de liquéfaction. Des benchmarks utilisant des données de projets similaires autour du monde et dans des localisations similaires ont permis de réaliser une première ventilation des coûts par zone géographique. Ce budget est évidemment un budget préliminaire qui sera ré-évalué et raffiné au fur et à mesure que l'ingénierie détaillée sera finalisée, et les fournisseurs d'équipements sélectionnés.

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 ?

Pendant la construction, la nature des dépenses directes prévues localement se classent en différentes catégories :

- Équipe du propriétaire durant la gestion de l'implantation du projet
- Ingénierie, Consultants et Gestion de projet
- Fourniture d'Équipements (turbo-machinerie, échangeurs d'air, valves, assemblages hydrauliques, cabinets électriques, instrumentation de contrôle, etc)
- Matériaux de construction (béton, acier, tuyauterie, chemins de câbles et câbles, échafaudages, plateformes, escaliers, isolants, consommables divers, etc
- Construction (entrepreneurs locaux, main d'œuvre directe, shops, services variés à la construction incluant notamment des équipements de construction, route et autres travaux de génie civil)

Il est à noter que l'ÉIE liste de façon l'intégralité des activités à être faites localement pendant la construction.

Pendant les opérations, la nature des dépenses directes d'exploitation prévues localement se classent en différentes catégories :

- Coûts de production directs qui vont englober des activités telles que les salaires, opérations de surveillance, approvisionnement en électricité, les produits de base nécessaires aux opérations, les opérations de maintenance simple, les travaux en laboratoire, certains produits chimiques et catalyseurs, la maintenance des routes et des infrastructures nécessitant des compétences de génie civil etc.
- Coûts liés à des opérations spécifiques tels que les changements complets de catalyseurs, la maintenance nécessitant des arrêts de production, le remplacement d'équipements ou pièces plus importantes (valves par exemple), et la maintenance de routine (peinture, isolation etc.)
 - Il est important de noter qu'au vu des équipements très spécifiques, il est usuel que les fournisseurs des équipements ouvrent des infrastructures locales pour être sur place pour les opérations de maintenance préventive et de maintenance plus lourde. Ces mêmes fournisseurs engagent aussi des firmes locales pour la production de certaines pièces d'équipement, et certaines opérations de maintenance.

- Charges fixes tels que les loyers, certaines assurances et les taxes locales
- Charges de frais généraux tels que les équipements de protection, cafeteria, les dépenses de bureaux (équipements...) et les dépenses légales locales etc.
- Autres charges en relation avec les dépenses administratives, dépenses commerciales, dépenses informatiques, dépenses d'ingénierie locale

De plus, à travers le programme évolutif de carboneutralité dans le temps, des investissements locaux supplémentaires sont à prévoir pour ce programme de carboneutralité.

- Comment ces dépenses ont-elles été estimées ?

Cette estimation des dépenses a été réalisée en interne à partir des décennies d'expérience de l'équipe de GNL Québec (au Québec, mais aussi ailleurs dans le monde), mais aussi à partir des données de consultants externes, firmes d'ingénierie et équipementiers présagés pour fournir les équipements majeurs et la technologie de liquéfaction. Des benchmarks utilisant des données de projets similaires autour du monde et dans des localisations similaires ont permis de réaliser une première ventilation des coûts par type d'activité et zone géographique. Cette estimation est évidemment préliminaire et sera ré-évaluée et raffinée au fur et à mesure que l'ingénierie détaillée sera finalisée, les fournisseurs d'équipements sélectionnés, et les contrats de construction, maintenance et opération finalisés.

Il est important de noter, que notamment pour la phase de construction, le C-Max, basé sur les précédents gros projets implantés au Saguenay -Lac-Saint-Jean et la capacité des entreprises de la région, a confirmé de façon indépendante les estimations de GNL Québec quant aux dépenses locales liées à la construction. Un autre point de vue est celui de l'étude indépendante commandée par la Chambre de commerce et la SADC du Haut-Saguenay réalisée par Groupe Performance Stratégique qui confirme également l'analyse de GNL Québec.

- 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 ?

Le MISQ ne permet pas de ventiler les retombées générées par région administrative du Québec (limitation du modèle). Nous ne pouvons donc évaluer les retombées dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean. Concernant la taxation municipale, c'est une discussion qui n'a pas été démarrée avec la Ville de Saguenay et qui le sera une fois l'ingénierie détaillée plus avancée.

Cependant, dans un souci de transparence au niveau local/régionale, Mallette, dans la section 4 de son rapport (en annexe 1) a proposé une évaluation à haut niveau des



par



retombées locales dans la limite que le MISQ ne permet pas cette ventilation. Une vision conservatrice considérerait que la totalité des emplois directs seraient logiquement situés en région que ce soit pour la construction ou l'exploitation car très localisé. Il est évident qu'une grande partie des emplois indirects seraient également en région.

L'équipe de GNL Québec a également réalisé une première analyse préliminaire des dépenses de construction prévues sur le territoire régionale, qui ont été évaluées à 2,1 milliards de dollars.

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.

Le travail de WSP consistait à modéliser l'impact sonore de la réduction de vitesse en deçà de la vitesse recommandée de 10 nœuds en termes d'exposition pour le béluga. Les scénarios modélisés au CESH ont été utilisés et comparés. Le rapport est présenté en annexe 2.

Les résultats confirment l'absence de risque d'effets physiologiques (temporaire et permanent) et que peu importe le scénario le seuil de modification du comportement est atteint sur différentes distances et durées.

La réduction de vitesse engendre une réduction de la distance où il y a dépassement du seuil de 120dB, mais en contrepartie engendre une augmentation de la durée d'exposition.

Le rapport met en lumière le manque de précision des modèles acoustiques pour des vitesses inférieures à 10 nœuds. Puisqu'il s'agit de la vitesse autour de laquelle se trouve le seuil de cavitation (« inception speed »), particulièrement dans le cas des navires à deux hélices, on peut supposer que l'impact de la réduction de vitesse est sous-estimé. En absence de modèle plus performant, des essais in situ devront être réalisés.

En ce qui concerne la collaboration avec Transport Canada, au moment où le document a été écrit, nous avons été mis en contact avec leur centre d'innovation concernant nos travaux avec le Centre de simulation et d'expertise maritime visant à déterminer la vitesse minimale sécuritaire de transit. Nous avons donc échangé de l'information sur le sujet. Transport Canada préparait également à l'époque une demande de proposition pour des projets visant la réduction de bruit à laquelle nous avons démontré de l'intérêt. Puisque la première phase du programme s'est finalement concentrée sur les traversiers et les bateaux de croisière, nous n'avons pas participé. Nous demeurerons en contact avec eux et partagerons nos études, particulièrement lors de l'élaboration du devis final pour étudier les possibilités de recherche et développement à partir de nos navires.

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) ?

L'analyse de risques liés au transport maritime complété par Tetra Tech, qui vise à évaluer les risques individuels reliés à un accident technologique, s'appuie principalement sur la directive du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC, 2015), le Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs du CRAIM (CRAIM, 2017) et le Guide d'analyse de risque d'accidents technologiques majeurs du MELCC (MELCC, 2002). De plus, les valeurs des seuils d'effets de radiation thermique retenus sont les plus utilisées tant au Canada qu'aux États-Unis et conformes aux recommandations contenues dans le document intitulé « Les valeurs de référence des seuils d'effets pour la planification des mesures d'urgence et l'aménagement du territoire » (CRAIM, 2015).

Selon les recommandations de ces références, les seuils d'effets utilisés par Tetra Tech pour évaluer les distances associées aux conséquences de radiation thermique menaçant la vie, à la planification des mesures d'urgence et à la destruction de pièces d'équipements (CRAIM, 2017) sont :

- 5 kW/m² : niveau de radiation à ne pas dépasser pour le corps humain normalement vêtu. Ce seuil peut entraîner des brûlures au second degré suite à une exposition de plus de 40 secondes (seuil recommandé pour la planification des mesures d'urgence - CRAIM);
- 12,5 kW/m² : niveau de radiation pouvant menacer la vie à la suite d'une exposition de 30 secondes; seuil d'énergie minimale requise pour l'allumage du bois en présence de flammes et pour faire fondre le plastique;
- 37,5 kW/m² : niveau de radiation produisant une incinération instantanée et correspondant au flux thermique suffisant pour endommager les équipements de procédé et entraîner un effet domino.

Il est à noter que la valeur de 2,5 kW/m² est généralement utilisée pour l'aménagement du territoire et vise principalement des installations fixes, ce qui n'est

pas le cas pour la présente étude puisqu'elle vise les risques reliés aux navires, c'est pourquoi ce sont les critères de mesures d'urgence qui ont été retenus.

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 ?

Quoique préliminaire, l'APQR est complète en fonction des règles de l'art et selon les informations disponibles au moment de l'étude. L'étude a été réalisée dans le cadre de l'étude du choix d'emplacement (Siting Study Report, QUEST 2018) afin d'évaluer si l'implantation d'un tel complexe sur le site envisagé représentait un risque acceptable pour la population environnante. Bien que le type et la localisation de chaque équipement ne soient pas connus de façon précise, l'étude a été basée sur des usines similaires et des hypothèses conservatrices afin de documenter adéquatement les niveaux de risque. De plus, les mesures d'atténuation généralement

utilisées sont considérées. Toutefois une analyse quantitative de risque (AQR) sera à nouveau effectuée à la suite de la complétion de l'ingénierie détaillée afin de prendre en compte les nouvelles technologies qui auraient pu être développées dans l'intérim, de même que les critères de conception finaux ainsi que les mesures additionnelles de sécurité identifiées, par exemple, lors du dépôt des rapports du BAPE et d'autres instances concernées.

À condition de l'acceptation du présent projet, une analyse quantitative de risque sera effectuée à la suite de la complétion de l'ingénierie détaillée du projet qui tiendra compte des différentes recommandations reçues et des nouvelles technologies disponibles, s'il y a lieu et sera ensuite déposée au ministère.

L'APQR est complète en fonction des règles de l'art et selon les informations disponibles au moment de l'étude, toutefois elle ne considère pas les critères de conception finaux ainsi que les mesures additionnelles de sécurité identifiées lors des différentes études faites par les autorités concernées. L'étude finale des risques devrait donc démontrer des conséquences et probabilités égales ou inférieures à celles obtenues lors de l'étude préliminaire, en raison des mesures de mitigation supplémentaires qui pourraient s'ajouter et à l'évolution des technologies entre les deux études. Malgré ceci et tout en utilisant des hypothèses conservatrices, l'APQR démontre que les effets des conséquences des risques modélisés sont limités et jugés acceptables en fonction des critères émis par le CMMI et généralement adoptés par les autorités concernées.

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) ?

Les divers risques liés aux torchères ont été analysés par une équipe d'experts lors de l'étude HAZID du projet qui représente une des étapes de l'analyse des risques. Lors de cette étude, le risque relié aux torchères a été jugé faible à modéré, et sans impact à l'extérieur du site. Plusieurs mesures de sécurité ont été identifiées pour limiter le niveau du risque associé.

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.

En général, non puisque plusieurs caractéristiques des torchères au sol sont en fait des mesures de mitigation des risques associés. Un des risques associés aux torchères conventionnelles est la possible accumulation de gaz à l'intérieur de la structure verticale de la torchère en raison d'une défaillance d'une pièce d'équipement, ce qui peut entraîner une explosion, tel que répertorié dans l'historique d'accidents. Ce type d'accident est de beaucoup atténué, sinon éliminé par l'utilisation de torchères au sol, car il y a peu de possibilités d'accumulation de gaz dans une enceinte fermée. De plus, ces torchères sont munies de plusieurs pilotes, donc au cas où un pilote s'éteindrait accidentellement, le gaz émis serait quand même brûlé par les autres pilotes encore actifs.

Donc, l'utilisation de ce type de torchères à deux effets bénéfiques, soit une réduction de l'impact visuel, de même qu'une réduction du risque d'explosion au niveau de la torchère.

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.

Le risque sismique a été considéré lors de l'étude HAZID du projet, de façon générique. GNL Québec, en collaboration avec la firme Nanometrics inc., a produit et soumis un rapport d'évaluation des aléas sismiques spécifiques au site du projet (présenté en annexe 3). Les résultats de cette étude et de l'historique des événements de séismes de la région seront pris en compte lors de l'évaluation finale des risques finale à la suite de l'ingénierie détaillée de toutes les infrastructures du projet de GNL Québec qui seront construites. En outre, les diverses constructions seront faites en conformité avec le Code national du bâtiment du Canada, qui prend en compte les conséquences du risque sismique.

ANNEXE 1

Avec vous, là où ça compte.

Certification | Fiscalité | Services-conseils | Actuariat | Syndics et gestionnaires

MALLETTE

Société de
comptables professionnels agréés

ÉTUDE DE RETOMBÉES SOCIO-ÉCONOMIQUES

RAPPORT FINAL

GNL Québec – Projet Énergie
Saguenay

Le 26 octobre 2018





TABLE DES MATIÈRES

1	Contexte et méthodologie	4
1.1	Contexte.....	4
1.2	Méthodologie	4
	Réserves et limitations.....	8
	Lexique	9
2	Portrait du projet Énergie Saguenay	11
2.1	Présentation du projet	11
2.1.1	Phase de développement	13
2.1.2	Phase de construction	14
2.1.3	Phase d'exploitation	15
2.2	Perception globale face au projet	17
2.2.1	Enjeux et solutions du projet	19
2.3	Avantages distinctifs du projet	21
3	Retombées économiques	24
3.1	Sommaire des retombées économiques	24
3.2	Phase de construction	28
3.3	Phase d'exploitation	31
4	Retombées économiques locales	35
5	Meilleures pratiques de l'industrie	37
6	Impacts structurants sur les parties prenantes	40

ANNEXES

1. Questionnaires d'entrevues
2. Hypothèses et données utilisées pour le calcul des retombées économiques
3. Modèles utilisés pour le calcul des retombées
4. Étude de comparables - Benchmark
5. Demandes de licences d'exportation de GNL à l'office national de l'énergie
6. Effets induits

1 CONTEXTE ET MÉTHODOLOGIE

1.1 Contexte

Le projet Énergie Saguenay est une initiative de GNL Québec inc. (GNL Québec ou le Client) visant à construire une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel sur un terrain appartenant à l'Administration portuaire de Saguenay, à proximité du terminal existant de Grande-Anse.

Devant l'ampleur de ce projet, plusieurs étapes sont à franchir par l'équipe de direction, dont l'obtention de divers permis nécessaires à la réalisation de ce projet d'envergure. Afin de documenter adéquatement le projet et de soumettre les informations requises aux différentes instances impliquées, GNL Québec a fait appel aux services de Mallette S.E.N.C.R.L. (Mallette) afin de mener une étude de retombées socio-économiques pour les territoires du Saguenay-Lac-Saint-Jean, du Québec et du Canada.

1.2 Méthodologie

Pour atteindre cet objectif, l'approche méthodologique privilégiée par Mallette comporte les étapes suivantes :

Rencontre de démarrage et collecte d'information

- Une rencontre entre le Client et l'équipe projet s'est tenue le 4 juillet 2018. La rencontre a permis au Client de présenter les détails du projet Énergie Saguenay à Mallette et de fournir de l'information essentielle à la réalisation du mandat
- Le Client a ensuite transmis l'information nécessaire ainsi que les coordonnées des intervenants à interroger pour assurer l'avancement des travaux

Benchmark

- Afin que Mallette puisse identifier les meilleures pratiques et retombées au sein de différents projets de liquéfaction de gaz naturel existants, le Client a fourni une liste de projets similaires à celui de Énergie Saguenay afin de réaliser l'analyse comparative (benchmark)
- Pour comprendre l'environnement dans lequel évolue chacun des projets ciblés, une analyse sommaire du marché et du processus d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) par le Canada et les États-Unis a été réalisée

Enquêtes terrain

- En préparation à la réalisation d'entrevues avec des experts sectoriels et intervenants du milieu, quatre guides d'entrevues ont été préparés par Mallette. Ceux-ci ont été approuvés par le Client avant la réalisation des entrevues. Ces guides sont présentés à l'annexe 1

- Sept entrevues en profondeur avec des experts et des acteurs clés de l'activité économique de la région ont été réalisées par téléphone dans le but d'évaluer leur vision du projet et leur perception quant aux retombées potentielles. Parmi ces intervenants, six experts ont été sélectionnés par le Client alors que le dernier a été suggéré par Mallette à partir d'une liste de contacts potentiels pour l'étude. Le tableau présente le nom des organisations ayant participé à l'étude ainsi que la date des entrevues

Tableau 1 : Liste des organisations ayant participé à l'étude

ORGANISATIONS	DATE DE L'ENTREVUE
UQAC	13 août 2018
Comité de maximisation des retombées économiques locales	14 août 2018
Proco Métal	17 août 2018
Hydro-Québec	27 août 2018
Chambre de commerce et d'industrie Saguenay-Le Fjord	29 août 2018
Association du parc industriel	30 août 2018
Port de Saguenay	7 septembre 2018

- Les informations recueillies lors des entrevues ont été analysées et sont présentées tout au long du présent rapport de manière anonyme

Calcul des retombées économiques

- Pour des raisons confidentielles, il a été convenu avec le Client d'exclure des calculs de retombées économiques les phases de développement et de revitalisation du projet. Si des données sur les dépenses relatives à ces phases étaient obtenues par le Client, les retombées économiques du projet seraient augmentées par rapport aux résultats actuels
- Le calcul des retombées économiques a été réalisé à partir des modèles intersectoriels de l'institut de la statistique du Québec (MISQ) et du Canada (StatCan). Les hypothèses financières fournies par le Client ont été transmises aux intervenants de l'Institut de la Statistique du Québec (M. Sébastien Gagnon) et de Statistiques Canada (M. Andreas Trau). Ces experts ont validé les hypothèses, ont codifié les données selon les différents vecteurs et ont procédé aux calculs via leur modèle respectif. Le travail a été réalisé en collaboration puisque les deux intervenants se sont assurés, lors d'un appel conférence, que les hypothèses utilisées dans leur modèle respectif n'étaient pas comptées en double

-
- Au total, deux simulations ont été traitées par chacun des deux modèles afin de mesurer les retombées économiques du projet à l'échelle québécoise et canadienne. La matrice suivante présente les différentes simulations ainsi que les données financières ayant été prises en compte. Les données et hypothèses utilisées pour les calculs sont présentées à l'annexe 2. La description des modèles utilisés et des variables composant les résultats des retombées économiques fait partie de l'annexe 3

Tableau 2 : Scénarios de retombées économiques calculées par les deux modèles intersectoriels MISQ et StatCan

USINE, RÉSERVOIRS ET INSTALLATIONS MARITIMES	
CONSTRUCTION	EXPLOITATION
<ul style="list-style-type: none"> ▢ Dépense en immobilisations pour la construction de l'usine, incluant salaires, biens, services professionnels, contingence et profit pour : <ul style="list-style-type: none"> - Installations de liquéfaction - Réservoirs - Conduites de chargement - Frais de démarrage, rodage et aménagement du site - Installations maritimes 	<ul style="list-style-type: none"> ▢ Dépenses annuelles d'exploitation incluant : <ul style="list-style-type: none"> - Achat de gaz naturel - Salaires et avantages sociaux - Amortissement - Frais de gestion et d'administration - Assurances et taxes - Équipements, matériel et pièces de rechange - Entretien et interruptions - Produits chimiques et gestion des déchets - Électricité - Postes de ravitaillement, de réception et traitement d'eau, - Gestion des déchets

Réserves et limitations

- ↗ Toutes les données et informations financières essentielles à la réalisation du mandat ont été fournies par le Client. Mallette n'a pas procédé à un audit de ces informations selon les normes canadiennes d'audit
- ↗ Le choix de tous les contacts pour les entrevues a été validé par le Client
- ↗ Les travaux ne visaient pas à établir de façon exacte les coûts associés aux travaux de construction et d'opérations
- ↗ Certaines informations utilisées pour calculer les retombées économiques ont été estimées en 2015. Si les hypothèses devaient être révisées par le Client, le résultat des retombées économiques en serait modifié. Mallette se réserve le droit de réviser les conclusions si des informations pertinentes antérieurement non disponibles étaient communiquées subséquemment à l'émission du présent document. Une étude a toutefois été réalisée en 2018, ayant pour objectif la mise à jour des hypothèses financières, et présente des résultats similaires aux données de 2015. L'impact sur les retombées économiques pourrait alors être marginal
- ↗ Plusieurs arrondissements pourraient expliquer de légers écarts dans la présentation de l'information financière des tableaux du présent rapport
- ↗ Le présent document est confidentiel. Il n'est pas destiné à être utilisé à d'autres fins que celles établies lors des discussions préliminaires auprès des parties prenantes
- ↗ Le rapport projet n'est pas destiné à une diffusion ou publication générale et ne doit pas être reproduit, résumé, référé, divulgué ou transmis à toutes autres personnes ou à toutes autres fins pour toute raison autre que celle esquissée sans avoir obtenu au préalable une autorisation expresse de Mallette
- ↗ Si le rapport est reproduit ou transmis par quelque moyen de communication que ce soit, le rapport complet doit être présenté, incluant les annexes. Mallette n'aura aucune responsabilité si des dommages résultent de la circulation non autorisée ou incomplète de ce document
- ↗ Mallette n'assume aucune responsabilité ou passif pour des pertes qui pourraient être occasionnées aux parties en cause, leurs partenaires financiers, leurs administrateurs, actionnaires et employés ou à toute autre tierce partie résultant de la circulation, reproduction, référence ou à l'utilisation de ce rapport qui serait contraire aux dispositions de réserves et de limitations
- ↗ Les informations utilisées pour dresser le portrait des retombées sociales et de la perception générale quant au projet sont issues de rencontres avec des experts et des données secondaires. Ces données n'ont pas été auditées ou attestées par Mallette
- ↗ Toute divulgation ou description des services rendus par Mallette dans le cadre de la présente étude doit également être autorisée par Mallette

Lexique

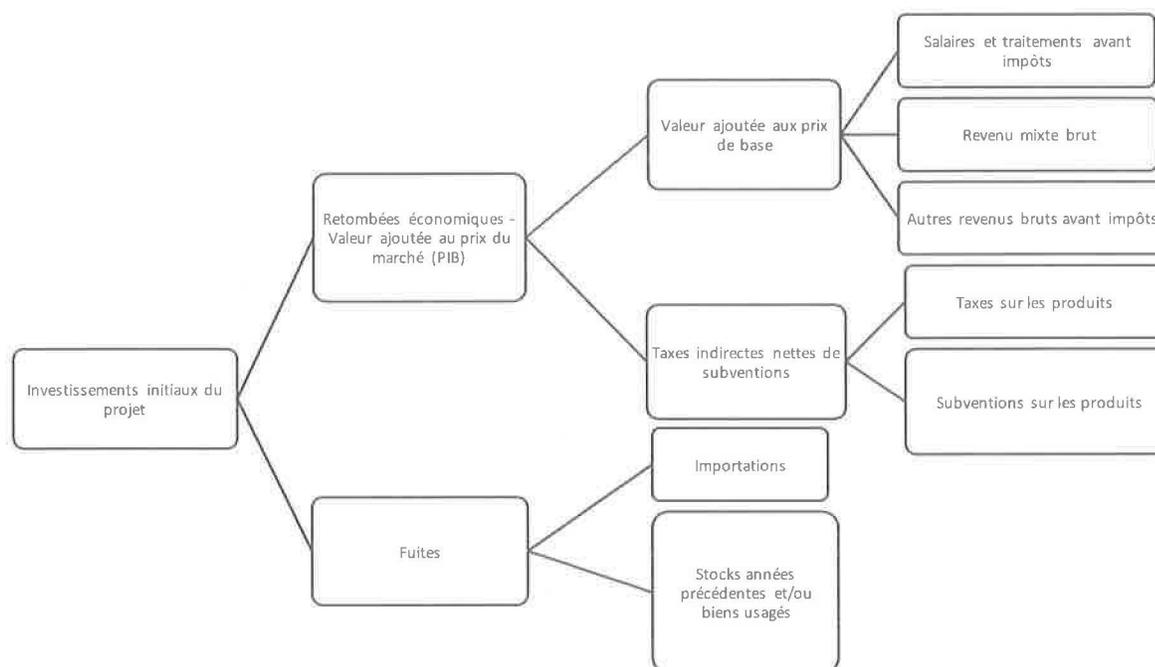
- ▭ **Effets induits** : Le MISQ ne produit pas de calcul d'effets induits. Les effets induits correspondent aux résultats découlant d'une dépense en biens et services engagée par un travailleur qui a bénéficié des impacts directs et indirects. En d'autres mots, ceux-ci représentent les impacts provenant de la dépense des salaires gagnés par les travailleurs découlant d'un projet d'investissement. Les effets induits sont calculés par le modèle de StatCan
- ▭ **Emplois** : L'impact économique d'un projet se mesure aussi avec la création d'emplois générée par celui-ci. Le modèle intersectoriel quantifie cette variable selon le nombre d'heures travaillées par une personne dans un secteur concerné durant une période d'un an. La main-d'œuvre comprend, d'une part, les employés salariés des différents secteurs de l'économie, et d'autre part, les entrepreneurs ayant des entreprises individuelles (travailleurs autonomes). L'emploi représente la charge annuelle de travail nécessaire au sein d'un secteur d'activité pour satisfaire la demande qui lui est adressée. « Afin d'estimer l'emploi, l'unité de mesure utilisée par le MISQ est l'année-personne¹».
- ▭ **Fuites** : Une fuite est une dépense qui ne génère aucun impact sur l'économie du territoire analysé. Par exemple, une fuite peut représenter une importation
- ▭ **Impacts directs** : Les impacts directs correspondent à l'impact interne du secteur qui satisfait à la demande initiale, soit le projet d'investissement analysé
- ▭ **Impacts indirects** : Les impacts indirects découlent quant à eux des produits et services produits par le secteur direct. «La première ronde d'effets indirects provient des premiers fournisseurs. La somme des impacts des itérations subséquentes donnera finalement l'effet indirect sur les autres fournisseurs.²»
- ▭ **Investissements** : Les investissements sont les fonds qui seront investis pour la mise en œuvre du projet. Dans le présent rapport, les investissements sont traités en dollars canadiens. Cet investissement générera des retombées économiques dans un territoire donné qui se traduit par une valeur ajoutée au prix de base (PIB)
- ▭ **Parafiscalité** : La parafiscalité ne doit pas être considérée comme un revenu pour le gouvernement puisque les fonds générés ne peuvent être dépensés directement dans l'économie. Il s'agit plutôt d'un fonds dédié à un type de dépenses spécifiques comme le paiement d'indemnités à la suite d'un accident, etc. Plus spécifiquement, la parafiscalité se compose de différentes cotisations par les employeurs et les employés aux programmes suivants : Régie des rentes du Québec (RRQ), Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du travail (CNESST), Fonds des services de santé (FSS), Régime québécois d'assurance parentale (RQAP), Caisse d'assurance-emploi (AE)
- ▭ **Revenus gouvernementaux** : Les revenus gouvernementaux proviennent de deux principales sources. Les impôts sur les salaires et les taxes indirectes. C'est à partir de ces dépenses que les gouvernements peuvent prélever des sources de revenus

¹ Définition des emplois de l'Institut de la Statistique du Québec

² Définition des effets indirects de l'Institut de la Statistique du Québec

- Valeur ajoutée** : Le concept de retombées économiques est étroitement lié à la contribution qu'un projet génère sur la production intérieure brute (PIB) au sein d'un territoire pour une période donnée. Il est possible de déterminer les retombées économiques d'un projet en additionnant la valeur ajoutée au prix de base aux taxes indirectes nettes de subventions. Une dépense d'investissement initiale est donc transformée en valeur ajoutée dans le territoire donné ou encore en fuites si elle ne génère aucun impact sur l'économie du territoire analysé. La valeur ajoutée au prix du marché tient compte des effets directs (les salaires et traitements avant impôt, les revenus mixtes bruts, les autres revenus bruts avant impôt) et indirects (les taxes sur les produits (provinciales et fédérales) nettes des subventions sur les produits) d'une dépense sur l'économie

Graphique 1 : Modèle d'estimation de la valeur ajoutée découlant des investissements du projet



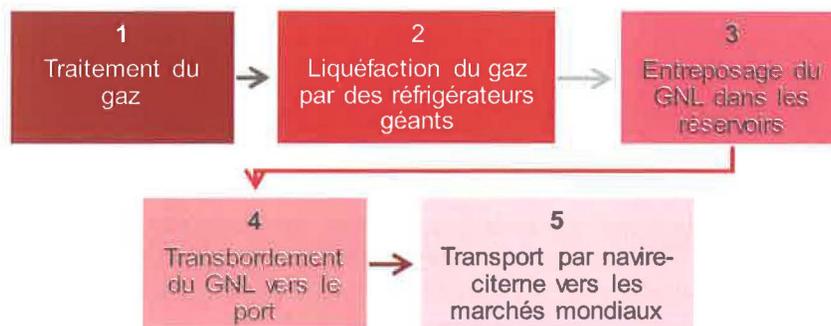
2 PORTRAIT DU PROJET ÉNERGIE SAGUENAY

2.1 Présentation du projet

Le projet Énergie Saguenay est une initiative de GNL Québec visant à construire une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel sur un terrain appartenant à l'Administration portuaire de Saguenay, à proximité du terminal existant de Grande-Anse. La liquéfaction de gaz naturel consiste à refroidir le gaz jusqu'à une température de -162 degrés Celsius afin qu'il atteigne sa forme liquide. Il devient ainsi plus facile à transporter puisqu'il occupe 600 fois moins d'espace que sous la forme gazeuse.

Les étapes suivantes composent le processus de liquéfaction du gaz naturel avant l'exportation du produit :

Graphique 2 : Processus de liquéfaction et d'exportation de GNL



Le projet de GNL Québec prévoit les immobilisations nécessaires à la réalisation des étapes 1 à 4 du processus de liquéfaction du gaz naturel. Différents transporteurs maritimes pourraient par la suite acheminer le GNL vers les marchés mondiaux.

La figure suivante montre une vue préliminaire du site et présente la localisation potentielle des installations en lien avec le processus décrit précédemment³.

Figure 1 : Vue préliminaire du projet Énergie Saguenay



Représentant une première sur le marché québécois, le projet consiste en un investissement total de 7,849 G\$ CAN pour permettre la construction d'une usine de liquéfaction, de réservoirs d'entreposage et d'installations maritimes. Ce projet générera des dépenses annuelles moyennes d'exploitation de 3,199 G\$.

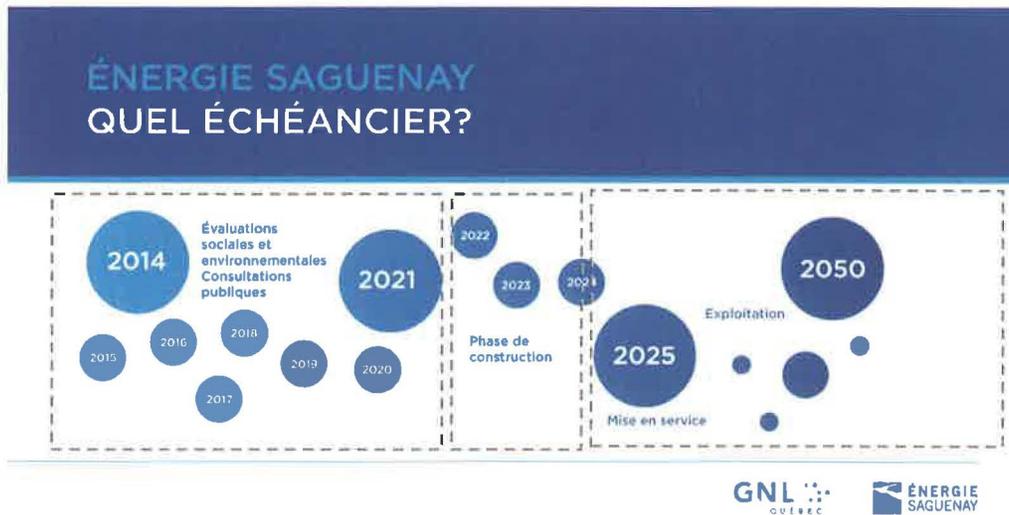
Tableau 3 : Investissements du projet pour les phases de construction et d'exploitation

	INVESTISSEMENTS CUMULÉS EN IMMOBILISATIONS POUR UNE CONSTRUCTION D'UNE DURÉE DE QUATRE ANS	DÉPENSES ANNUELLES D'EXPLOITATION
Usine de liquéfaction, réservoirs et installations maritimes	7,849 G\$	3,199 G\$

Le projet comporte trois phases principales : la période de développement du projet, la phase de construction et la phase d'exploitation du complexe.

³ La localisation des installations est illustrée hypothétiquement dans le seul et unique but de faire le lien avec le processus de liquéfaction de GNL présenté au graphique 2

Graphique 3: Principales phases du projet Énergie Saguenay



Source : GNL Québec, Échéancier 2018

2.1.1 Phase de développement

Au cours des dernières années, plusieurs étapes ont été entamées par l'équipe projet d'Énergie Saguenay. Parmi les principales étapes, on retrouve de façon non-exhaustive :

- ▭ Le dépôt du dossier auprès de l'Office National de l'Énergie (ONE) en 2014, en vue d'obtenir le permis d'exportation
- ▭ L'obtention du permis d'exportation de GNL en 2016⁴
- ▭ La réalisation d'études environnementales, d'ingénierie et de retombées économiques
- ▭ La tenue de préconsultations auprès des parties prenantes

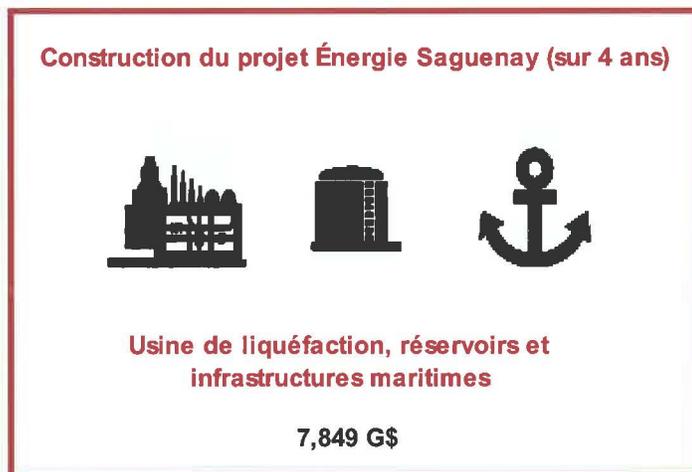
D'ici 2020-2021, un processus de consultations publiques, d'autres évaluations économiques, sociales et environnementales ainsi que des activités commerciales seront déployés par GNL Québec afin de transmettre toutes les informations relatives au projet Énergie Saguenay.

⁴ <https://apps.neb-one.gc.ca/REGDOCS/Item/Filing/A77178>

2.1.2 Phase de construction

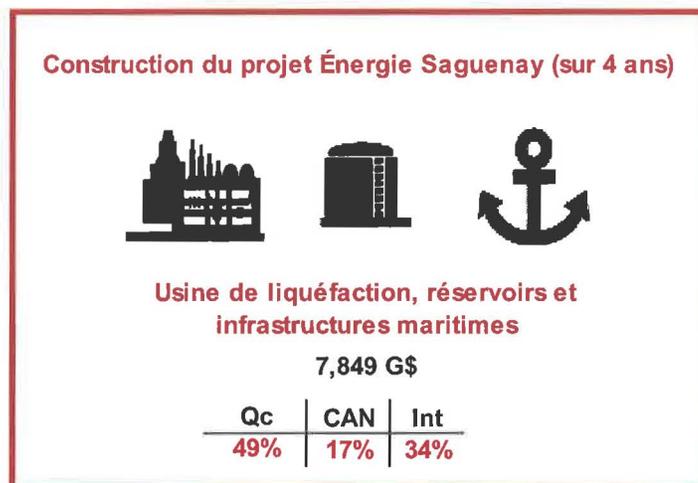
- La construction de ce projet est estimée à 7,849 G\$ CAN sur une durée de quatre ans. Cet investissement en immobilisation comprend la construction d'une usine de liquéfaction, de réservoirs et d'infrastructures maritimes

Figure 2 : Construction du projet Énergie Saguenay (sur 4 ans)



Les dépenses engagées pour la construction du projet Énergie Saguenay seront réalisées auprès de fournisseurs québécois, canadiens et internationaux. Pour la phase de construction, plus de 49 % des dépenses seront investies dans l'économie québécoise auprès de fournisseurs locaux. Le graphique suivant présente la proportion des dépenses de construction engagées auprès de fournisseurs québécois, canadiens et internationaux.

Figure 3 : Proportion des dépenses de construction au Québec, au Canada et à l'international



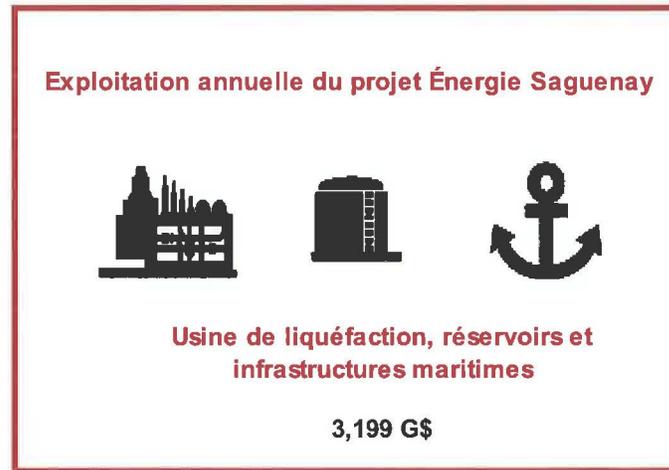
2.1.3 Phase d'exploitation

Cette phase, d'une durée estimée à 25 ans, permettra la liquéfaction potentielle de 1,55 milliards de pieds cubes de gaz naturel par jour. L'approvisionnement en gaz naturel serait réalisé auprès de fournisseurs canadiens qui utiliseraient le réseau existant pour l'acheminer en Ontario. Le gaz naturel transiterait ensuite par un nouveau gazoduc reliant l'est de l'Ontario à l'usine de GNL Québec. À pleine capacité, le complexe pourrait exporter 11 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié par an⁵.

Les dépenses annuelles sont évaluées à 3,199 G\$.

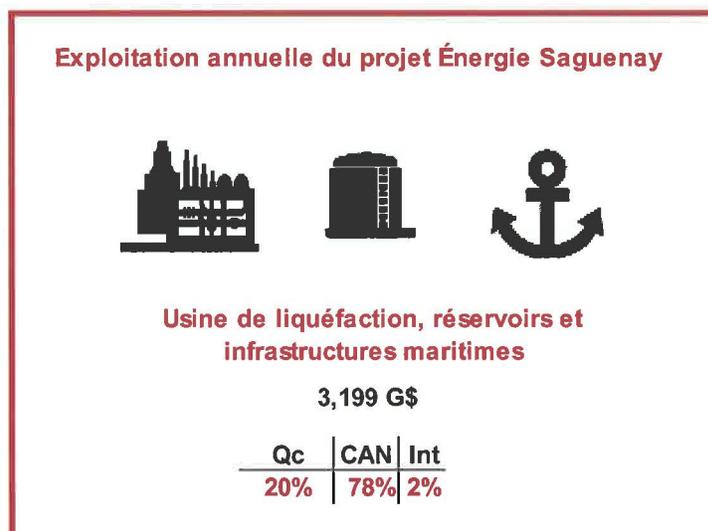
⁵ http://energiesaguenay.com/media/cms_page_media/49/20170808%20Pr%C3%A9sentation%20du%20projet%20Energie%20Saguenay_FR_VF.pdf

Figure 4 : Exploitation annuelle du projet Énergie Saguenay



Pour la phase d'exploitation, 20 % des dépenses seront investies sur le territoire québécois. L'achat de gaz naturel auprès de fournisseurs canadiens représente près de 80 % des dépenses d'exploitation annuelles (2,5 G\$). En excluant cette dépense, près de 90 % des dépenses opérationnelles seraient réalisées auprès de fournisseurs québécois. Le graphique suivant présente la proportion des dépenses d'exploitation engagées auprès de fournisseurs québécois, canadiens et internationaux.

Figure 5 : Proportion des dépenses d'exploitation annuelle au Québec et hors Québec



2.2 Perception globale face au projet

Énergie Saguenay est un projet d'envergure qui est destiné à être implanté de manière harmonieuse au sein de la communauté du Saguenay. Les enquêtes terrain auprès d'experts et d'intervenants impliqués dans le développement économique de la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean ont permis de dresser un portrait des perceptions récurrentes en lien avec le projet et l'équipe de GNL Québec.

Tableau 4 : Perception globale du projet

PERCEPTION GLOBALE DU PROJET					
OPINION	ACCEPTATION SOCIALE	CRÉDIBILITÉ DES DIRIGEANTS	CONTRIBUTION AU DÉVELOPPEMENT DURABLE	AVANTAGES GÉOGRAPHIQUES DE LA RÉGION	BILAN ENVIRONNEMENTAL
Très favorable	Élevée	Élevée	Élevée	Élevés	Très positif

Opinion

- Le projet Énergie Saguenay est extrêmement bien reçu par la communauté d'affaires de la région. Il est perçu comme une opportunité exceptionnelle d'une rare envergure, supportée par une proposition très structurée et mobilisatrice, qui va bonifier le positionnement économique du Saguenay et du Québec autant à l'échelle nationale qu'internationale.

Acceptation sociale

- La perception générale du public envers le projet devrait être très favorable, surtout en raison de l'importante création d'emplois et de l'activité économique générée pour la région. Le projet s'intègre très bien à la culture industrielle locale, basée sur l'arrivée de projets d'envergure généralement très bien accueillis par les citoyens et les travailleurs.

Crédibilité des dirigeants

- Les démarches entamées par l'équipe de projet de GNL Québec auprès de la population et de la communauté d'affaires de la région sont très bien perçues et démontrent le sérieux et la profondeur du projet. Leur transparence et leur proactivité dans le partage de l'information reliée au projet ainsi que leur présence accrue dans la communauté renvoient une image très positive de l'organisation.
- L'équipe s'est également bâti une excellente réputation dans la région et s'est attiré le respect des médias en adressant directement les impacts potentiels du projet avec des solutions et des actions concrètes.

Contribution au développement durable

- ↪ L'utilisation et l'exportation de GNL pourraient positionner favorablement le Canada comme un acteur crédible du développement durable à l'échelle mondiale, car la consommation croissante de cette énergie propre pourrait contribuer à diminuer l'utilisation d'énergies polluantes comme le charbon et le pétrole
- ↪ Cet aspect du projet est en adéquation avec plusieurs orientations des gouvernements provincial et fédéral, dont :
 - La stratégie maritime du Québec, qui vise à promouvoir l'utilisation du GNL comme source d'alimentation énergétique durable pour lutter contre les changements climatiques et à encourager l'emploi du transport maritime pour le GNL
 - La politique énergétique du Québec qui souhaite encourager la conversion des véhicules de transport à des carburants à plus faible teneur en carbone dont fait partie le GNL, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre
 - La stratégie gouvernementale de développement durable 2015-2020, qui propose de privilégier l'utilisation d'énergies fossiles moins émettrices de gaz à effet de serre comme le gaz naturel lorsque l'utilisation d'énergies renouvelables n'est pas possible
 - Le plan ministériel 2018-2019 de Ressources naturelles Canada, qui entend offrir un soutien concret aux projets de GNL afin de faciliter l'accès à de nouveaux marchés pour les ressources naturelles du Canada

Avantages géographiques du Québec

- ↪ Le Québec est géographiquement avantagé pour la production et la conservation de GNL. D'une part, ses températures fraîches sont idéales pour la liquéfaction du gaz naturel qui se fait par refroidissement, et d'autre part, il fournit un accès privilégié à l'hydro-électricité comme source d'alimentation, une énergie propre, disponible et à faible coût. Le projet bénéficie également de la proximité d'un port en eau profonde permettant l'exportation du produit

Bilan environnemental

- ↪ L'impact environnemental du projet est un enjeu important pour GNL Québec et pour la population. Selon la communauté d'affaires de la région, le bilan environnemental global sera très positif. Le site de liquéfaction du gaz naturel devrait être très propre, puisque les usines de GNL sont composées de canaux et de tuyaux intérieurs qui ne sont pas visibles et ne sont pas en contact avec l'environnement, et celles-ci ne produisent pratiquement pas de déchets ni d'odeurs. En cas de déversement, le gaz naturel ne ferait que s'évaporer et ne créerait pas de résidus, au contraire d'un déversement de pétrole par exemple, ce qui diminue les risques pour la population et l'environnement

2.2.1 Enjeux et solutions du projet

Le tableau suivant présente les principaux enjeux soulevés lors de consultations avec des experts du domaine et de la communauté d'affaires de la région, ainsi que les solutions proposées pour en limiter les impacts défavorables au sein du projet Énergie Saguenay. L'équipe de GNL Québec a déjà entamé de nombreuses démarches pour adresser les enjeux auxquels elle pourrait faire face dans le cadre de la mise en place et de l'exploitation d'une usine de GNL, tel qu'indiqué dans le tableau suivant. Cette proactivité a entraîné une perception très favorable du projet de la part de la communauté d'affaires de la région, comme détaillé dans la section précédente

Tableau 5 : Enjeux et solutions soulevés au sein du projet Énergie Saguenay

EXEMPLES D'ENJEUX IDENTIFIÉS	SOLUTIONS PROPOSÉES PAR LES EXPERTS INTERROGÉS	MIS EN PLACE PAR GNL QUÉBEC
Préoccupations environnementales (navigation, dénatura-tion du paysage, flore, faune, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Réaliser des études permettant d'évaluer les risques associés au projet et d'identifier des mesures à mettre en place pour en limiter les impacts ↪ Bâtir un plan de communication bien ficelé s'adressant à un grand bassin de la population ↪ S'assurer de maintenir un dialogue ouvert et transparent avec les citoyens et travailleurs de toutes les régions touchées par le projet et avec les populations autochtones concernées ↪ Utilisation d'énergie électrique comme source d'alimentation pour limiter les émissions de gaz à effet de serre 	<p>En cours</p> <p>En cours</p> <p>En cours</p> <p>Planifié</p>
Craintes envers le gaz naturel en raison d'un manque de connaissance	<ul style="list-style-type: none"> ↪ S'assurer de partager de l'information sur la nature du gaz naturel, son transport, son exploitation et son utilisation ↪ Sélectionner un site localisé à l'extérieur du centre-ville qui minimise l'altération du paysage et qui facilite l'acceptation sociale 	<p>En cours</p> <p>Complété</p>
Potentiel manque de main-d'œuvre pour l'ensemble des entreprises de la région	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Planifier les ressources, la formation et le recrutement pour avoir suffisamment de main-d'œuvre qualifiée lors du démarrage du projet ↪ Étudier le marché de la main-d'œuvre actuel et futur en fonction d'autres projets d'envergure dans la région et les perspectives de développement 	<p>En cours</p> <p>En cours</p>
Impacts sur la qualité de vie	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Planifier la logistique entourant l'arrivée de masse de travailleurs (logement, nourriture, transport, etc.) ↪ Déployer un processus de participation du public afin d'évaluer les impacts techniques, sociaux, économiques et environnementaux du projet et d'identifier la meilleure conception possible pour l'ensemble des installations 	<p>En cours</p> <p>En cours</p>
Acceptation sociale du projet	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Rencontrer et échanger fréquemment avec la communauté, les groupes autochtones, le gouvernement, les groupes environnementaux et la communauté d'affaires 	<p>En cours</p>
Inquiétude face aux fonds publics utilisés pour le projet	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Poursuivre les démarches de consultation avec la population et la communauté d'affaires afin d'assurer une grande transparence dans le partage de l'information 	<p>En cours</p>

2.3 Avantages distinctifs du projet

À la lumière de l'étude de comparables, Énergie Saguenay possède plusieurs avantages distinctifs pouvant influencer son positionnement sur le marché du GNL :

- ▮ Rare projet d'envergure qui permet de transformer localement une ressource naturelle canadienne avant de l'exporter en produit fini plutôt que de l'exporter directement en matière première brute (projet de 2^e transformation)
- ▮ Enjeux soulevés par les parties prenantes en cours d'analyse ou adressés afin de favoriser l'acceptabilité sociale
- ▮ Implanté dans un pays ayant une excellente stabilité politique permettant de faire des affaires dans un contexte sain et prévisible
- ▮ Situé à proximité d'un port en eau profonde accessible à l'année
- ▮ Localisation favorisant l'accès au marché européen
- ▮ Accès à une voie maritime d'exportation vers le marché asiatique
- ▮ Aménagements portuaires greffés à des infrastructures existantes
- ▮ Basses températures ambiantes facilitant l'efficacité de l'usine
- ▮ Accès à un bassin de main-d'œuvre qualifiée
- ▮ Possibilité d'alimenter les installations par hydroélectricité, une énergie propre, abondante et à faible coût
- ▮ Accès à des gazoducs canadiens existants pour l'approvisionnement en gaz naturel
- ▮ Accès à un terrain industriel disponible et éloigné des zones habitées
- ▮ Situé dans une région familière avec les grands projets industriels
- ▮ Infrastructures de transport à proximité (routes, réseau ferroviaire, aéroport)
- ▮ Usine de liquéfaction de gaz naturel émettant près de 80% moins de gaz à effet de serre que les projets similaires

En plus de se positionner avantageusement par rapport aux autres projets, Énergie Saguenay est en adéquation avec de nombreuses orientations stratégiques des gouvernements provincial et fédéral et ses retombées potentielles pourraient contribuer à l'atteinte des objectifs gouvernementaux en lien notamment avec l'exploitation des ressources naturelles, la gestion énergétique, le développement économique et le transport maritime. Le tableau suivant présente les éléments démontrant la cohésion entre le projet Énergie Saguenay et les grandes orientations gouvernementales telles que :

- ▮ La Stratégie maritime du Québec
- ▮ Les politiques énergétiques du Québec
- ▮ Le Plan d'action du Saguenay 2017-2018
- ▮ Le Plan Nord
- ▮ Le plan ministériel 2018-2019 de Ressources naturelles Canada

Tableau 6 : Adéquation entre le projet Énergie Saguenay et les Orientations gouvernementales et ministérielles

ADÉQUATION ENTRE LE PROJET ÉNERGIE SAGUENAY ET LES ORIENTATIONS GOUVERNEMENTALES ET MINISTÉRIELLES	
STRATÉGIE MARITIME DU QUÉBEC	
1. Axe : Développer l'économie maritime de manière durable	
Actions de la politique	Application au Projet Énergie Saguenay
Investir dans les infrastructures	Le projet comprend la construction de nouvelles installations maritimes
Créer des pôles logistiques	Le développement du parc industriel, la construction de l'usine et de ses infrastructures et les nouveaux aménagements portuaires vont favoriser l'exportation efficiente des marchandises vers les marchés extérieurs
Développer des zones industrialo-portuaires	La proximité du complexe de liquéfaction avec le parc industriel et les infrastructures de transport (port, routes, aéroport, chemin de fer) va permettre à la zone industrialo-portuaire de bénéficier de l'activité économique générée par le projet
Développer le transport maritime courte distance, en encourageant son utilisation pour les sources d'énergie alternatives comme le GNL	Le projet pourrait éventuellement permettre la mise à disposition de GNL pour l'approvisionnement régional - une énergie de plus en plus considérée comme source énergétique alternative entre autres pour l'industrie minière et certaines communautés du Nord-du-Québec
Former une main-d'œuvre qualifiée et développer ses compétences	L'une des retombées majeures perçues pour le projet est l'opportunité de développer une nouvelle expertise dans la région combinée à une nouvelle offre de formation
Favoriser le développement des connaissances dans le domaine maritime	L'arrivée du projet est perçue comme une occasion d'accroître les connaissances scientifiques sur les activités découlant de l'exploitation d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel
Faire la promotion internationale des industries maritimes du Québec	L'aménagement de nouvelles installations maritimes dans le cadre du projet est perçu comme une occasion d'accroître la visibilité internationale du Port de Saguenay
2. Axe : Protéger le territoire maritime et ses écosystèmes	
Protéger la biodiversité des écosystèmes d'eau douce et d'eau marine	Le projet est conçu en considérant l'importance de protéger les écosystèmes actuels de la région et en limitant son impact environnemental
Améliorer la gestion des risques liés au transport maritime	L'utilisation du transport maritime pour le GNL implique la mise en place de normes et de cadres réglementaires permettant une saine gestion des risques liés au transport et à l'exploitation de GNL
Contribuer à la lutte contre les changements climatiques en encourageant l'emploi et le transport maritime de sources d'énergie plus durables comme le GNL	Le projet permet d'adresser concrètement la volonté du gouvernement de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de réaliser une transition vers l'utilisation d'énergies plus durables

3. Axe : Améliorer la qualité de vie des citoyens et des citoyennes	
Favoriser les retombées économiques locales	De nombreuses retombées socio-économiques devraient découler du projet, comme mis en évidence dans le présent rapport
Viser l'acceptabilité sociale et l'implication des collectivités	L'équipe de GNL Québec a mis en place plusieurs comités consultatifs, réalise des études d'impacts et s'assure de communiquer de manière régulière et transparente avec la population, les gouvernements et la communauté d'affaires dans le but de favoriser l'acceptation sociale du projet
Favoriser l'attraction et la rétention des jeunes en région	L'offre de formation, le développement d'une expertise et la création d'emplois découlant de l'arrivée du projet devraient constituer des incitatifs pour les jeunes à demeurer dans la région
POLITQUES ÉNERGÉTIQUES DU QUÉBEC	
Objectif : Favoriser la transition vers une économie à faible empreinte carbone	
Convertir les transports à des carburants à plus faible teneur en carbone, notamment le GNL	Le projet offre l'opportunité de développer le marché du GNL au Canada et d'en accélérer l'adoption comme source d'énergie
Proposer une offre énergétique renouvelée et diversifiée aux consommateurs	Le projet permet d'adresser concrètement la volonté du gouvernement de réduire les émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial et de réaliser une transition vers l'utilisation d'énergies plus durables
Fournir un accès fiable, sécuritaire et stable en gaz naturel	La création d'un complexe d'exploitation de GNL au Saguenay ouvre la porte au développement du marché provincial et national pour cette énergie
PLAN D'ACTION SAGUENAY 2017-2018	
Objectif : Répondre aux enjeux du marché du travail	
Contribuer à l'amélioration des compétences de la main-d'œuvre, améliorer l'adéquation entre l'offre et la demande de main-d'œuvre et réduire le chômage	Les institutions d'enseignements ont démontré leur volonté à adapter leur offre formation pour répondre aux besoins en main-d'œuvre de l'ensemble du projet et permettre la création d'une nouvelle expertise dans la région. Le projet devrait générer de nombreux emplois de qualité pour la région
PLAN NORD	
Objectif : Approvisionner le Nord en gaz naturel liquéfié	
Développement de marché	Le projet offre l'opportunité de développer le marché du GNL au Canada et les infrastructures associées à son approvisionnement
LE PLAN MINISTÉRIEL 2018-2019 DE RESSOURCES NATURELLES CANADA	
Objectif : Faciliter l'accès à de nouveaux marchés pour les ressources naturelles du Canada	
Offrir un soutien concret aux projets de GNL	Énergie Saguenay vise l'exportation de GNL vers les marchés mondiaux, une orientation supportée par le gouvernement canadien

3 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Les retombées économiques sont présentées globalement pour le Québec et le Canada dans un premier temps et sont ventilées par la suite afin d'isoler les retombées spécifiques aux phases de construction et d'exploitation. Cette section détaille les retombées économiques attribuables à chacune des deux simulations. La section 4 présente quant à elle les retombées dites «locales».

3.1 Sommaire des retombées économiques

Les investissements totaux prévus pour GNL Québec sont de 7,849 G\$ pour la construction et de 3,199 G\$ pour l'exploitation annuelle de l'usine à pleine capacité. Sur une période de 25 ans d'opération, le projet générerait des dépenses d'exploitation de 79,98 G\$. Ces investissements créeraient des retombées économiques importantes pour le Québec et le Canada comme présentent les prochaines sections.

Tableau 7 : Sommaire des investissements et retombées économiques du projet pour l'ensemble du Canada

SIMULATIONS	INVESTISSEMENTS	VALEUR AJOUTÉE	REVENUS GOUVERNEMENTAUX	PARAFISCALITÉ	EMPLOIS ⁶
	(EN MILLIERS DE DOLLARS CANADIENS)				(EN ANNÉE-PERSONNE)
PHASE DE CONSTRUCTION					
Sur une année moyenne	1 962 407	728 521	87 475	83 984	7 280
Total sur 4 ans	7 849 629	2 914 085	349 899	335 936	29 119
PHASE D'EXPLOITATION					
Sur une année moyenne	3 199 404	2 925 083	325 942	16 792	6 456
Total sur 25 ans	79 985 100	73 127 076	8 148 550	419 800	161 400

⁶ Les emplois comprennent uniquement les salariés et excluent les travailleurs autonomes

La valeur ajoutée directe et indirecte sur l'ensemble du territoire canadien est présentée dans le tableau suivant. Sur une année moyenne, la construction de l'usine, réservoirs et installations maritimes représentent une valeur ajoutée directe de 443 M\$.

Tableau 8 : Valeur ajoutée directe et indirecte pour la phase de construction du projet Énergie Saguenay, sur l'ensemble du Canada

CONSTRUCTION DE L'USINE, DES RÉSERVOIRS ET AMÉNAGEMENT DES INSTALLATIONS MARITIMES	VALEUR AJOUTÉE SUR L'ENSEMBLE DU CANADA		
	DIRECT	INDIRECT	TOTAL
Sur une année moyenne	442 586	285 936	728 521
Total sur 4 ans	1 770 344	1 143 742	2 914 085

La valeur ajoutée directe et indirecte sur l'ensemble du territoire canadien de la phase d'exploitation est présentée dans le tableau suivant. Sur une année moyenne, l'exploitation de l'usine incluant les installations maritimes générerait une valeur ajoutée directe de 364 M\$ et ce, sur l'ensemble du territoire canadien.

Tableau 9 : Valeur ajoutée directe et indirecte pour la phase d'exploitation du projet Énergie Saguenay, sur l'ensemble du Canada

EXPLOITATION DE L'USINE ET DES INSTALLATIONS MARITIMES	VALEUR AJOUTÉE SUR L'ENSEMBLE DU CANADA		
	DIRECT	INDIRECT	TOTAL
Sur une année moyenne	364 122	2 560 960	2 925 083
Total sur 25 ans	9 103 050	64 023 995	73 127 076

La création d'emploi peut être directe et indirecte. Les emplois directs concernent les emplois créés au sein de GNL Québec ou auprès de ses maîtres d'œuvre directement impliqués dans le projet de construction. Les besoins en main-d'œuvre directe sont de 4 622 emplois et de 2 658 emplois pour la main-d'œuvre indirecte, durant les 4 années de construction. Durant cette période, 18 488 salaires seront versés aux 4 622 employés directs alors que 10 632 salaires seront versés aux 2 658 employés indirects.

Tableau 10 : Emplois générés lors de la phase de construction du projet Énergie Saguenay, sur l'ensemble du Canada

CONSTRUCTION DU PROJET ÉNERGIE SAGUENAY	EMPLOIS DIRECTS ET INDIRECTS CRÉÉS SUR L'ENSEMBLE DU CANADA		
	DIRECT	INDIRECT	TOTAL
Emplois créés	4 622	2 658	7 280
Salaires versés sur 4 ans	18 488	10 632	29 119

Les emplois directs qui seraient créés par l'exploitation annuelle de l'usine sont de 320 emplois par année-personne alors que le nombre d'emplois indirects serait de 6 136 emplois. Au cours des 25 ans d'exploitation, un total de 161 400 salaires seraient versés pour assurer le fonctionnement du complexe.

Tableau 11 : Emplois générés lors de la phase d'exploitation du projet Énergie Saguenay, sur l'ensemble du Canada

EXPLOITATION DU PROJET ÉNERGIE SAGUENAY	EMPLOIS DIRECTS ET INDIRECTS CRÉÉS SUR L'ENSEMBLE DU CANADA		
	DIRECT	INDIRECT	TOTAL
Emplois créés sur une année moyenne	320	6 136	6 456
Salaires versés sur 25 ans	8 000	153 400	161 400

Spécifiquement au Québec, le projet pourrait créer 6 573 postes, dont 4 177 emplois directs et 2 396 emplois indirects pour la phase de construction, en plus de 1 354 postes pour la phase d'exploitation, dont 320 directs et 1 034 indirects.

Tableau 12 : Emplois générés par le projet Énergie Saguenay au Québec

SIMULATIONS	QUÉBEC		
	DIRECT	INDIRECT	TOTAL
PHASE DE CONSTRUCTION (USINE ET INSTALLATIONS MARITIMES)			
Emplois créés	4 177	2 396	6 573
Salaires versés sur 4 ans	16 707	9 586	26 292
PHASE D'EXPLOITATION (USINE ET INSTALLATIONS MARITIMES)			
Emplois créés sur une année moyenne	320	1 034	1 354
Salaires versés sur 25 ans	8 000	25 850	33 850

Il est possible d'estimer le nombre d'emplois indirects qui peuvent être créés par un emploi direct à partir d'un multiplicateur. Les multiplicateurs d'emploi de type I montrent les impacts directs et indirects d'un emploi dans une industrie donnée sur le nombre total d'emplois. Ainsi, pour chaque emploi direct créé pour la construction de l'usine, des réservoirs et des installations maritimes, 0,57 emploi indirect est généré. Le tableau suivant présente les multiplicateurs d'emplois pour chacune des simulations en fonction des résultats obtenus par le MISQ.

Tableau 13 : Impacts directs et indirects d'un emploi dans une industrie donnée (Multiplicateur d'emploi direct)

CONSTRUCTION ET EXPLOITATION DU PROJET ÉNERGIE SAGUENAY	MULTIPLICATEUR D'EMPLOI EN ETP (TYPE 1)
Construction de l'usine, des réservoirs et aménagement des installations maritimes	1,57
Exploitation de l'usine, des réservoirs et des installations maritimes	4,23

3.2 Phase de construction

Le projet Énergie Saguenay comprend la construction sur le site du Port de Saguenay d'une usine de transformation de gaz naturel en GNL qui devrait s'échelonner sur une période de quatre ans. Les installations devraient être composées de deux unités de liquéfaction ayant une capacité totale de production de 11 M de tonnes métriques de GNL par année, de deux réservoirs d'entreposage du GNL d'une capacité maximale de 200 000 mètres cubes chacun et de conduites de chargement⁷. En plus des biens et services professionnels nécessaires à la construction de ces installations, les dépenses associées à la construction de l'usine incluent également les frais de démarrage et de rodage, les salaires ainsi que les coûts d'aménagement du site.

Des infrastructures maritimes comportant deux quais de transbordement de GNL seront construites non loin du terminal de Grande-Anse et permettront d'accueillir entre 150 et 200 navires-citernes par année. Au cours de la phase de construction du complexe de liquéfaction de GNL, des aménagements supplémentaires sont à prévoir afin que le terminal existant de l'Administration Portuaire de Saguenay puisse répondre aux besoins spécifiques du projet de GNL Québec.

Les montants totaux investis dans la construction de l'usine devraient contribuer à l'économie québécoise et canadienne en générant une valeur ajoutée de 2,6 G\$ et de 353 M\$ respectivement sur quatre ans. Les revenus gouvernementaux issus de cette phase du projet sont estimés à 350 M\$ et la parafiscalité est évaluée à 335 M\$ sur la même période, pour l'ensemble du Canada.

L'investissement permettrait également de créer un total de 7 280 emplois (ou 29 119 salaires sur quatre ans) dans l'ensemble du Canada, dont 6 573 emplois devraient se trouver au Québec. Les emplois directs liés à la construction de l'usine se chiffrent à 4 177 emplois au Québec et 445 emplois au Canada.

⁷ http://energiesaguenay.com/media/cms_page_media/49/Annexe%20A%20-%20Description%20du%20projet%20-%20FRA.pdf

Tableau 14 : Retombées économiques totales de la phase de construction (sur 4 ans)

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE LA CONSTRUCTION DE L'USINE, DES RÉSERVOIRS ET AMÉNAGEMENT DES INSTALLATIONS MARITIMES (EN MILLIERS DE DOLLARS)								
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES		QUÉBEC			CANADA			TOTAL
		DIRECT	INDIRECT	TOTAL	DIRECT	INDIRECT	TOTAL	
Valeur ajoutée	Salaires et traitement avant impôts	1 053 181	509 364	1 562 545	128 444	73 730	202 174	1 764 719
	Revenu mixte brut	164 331	68 241	232 572	5 397	4 505	9 902	242 474
	Autres revenus bruts avant impôts	334 254	412 900	747 154	82 142	56 019	138 161	885 315
	Taxes indirectes moins subventions	799	17 582	18 381	1 796	1 400	3 196	21 577
	Total	1 552 565	1 008 087	2 560 652	217 779	135 655	353 433	2 914 085
Revenus gouvernementaux		107 479	62 326	169 806	108 215	71 878	180 093	349 899
Parafiscalité		215 426	79 834	295 260	26 947	13 728	40 676	335 936
Salaires versés sur 4 ans		16 707	9 586	26 292	1 781	1 046	2 827	29 119
Création d'emplois (en année-personne)		4 177	2 396	6 573	445	262	707	7 280

En plus des retombées économiques chiffrées monétairement, l'arrivée du projet et la construction d'installations maritimes devraient avoir un impact encore plus important pour les activités du Port sur le plan socio-économique. La section suivante met en lumière les principaux éléments identifiés par la communauté d'affaires de la région.

- L'arrivée du projet Énergie Saguenay devrait permettre de développer davantage la zone industrialo-portuaire de Saguenay, entre autres par la construction de routes, de conduites d'eau, d'infrastructures et de nouvelles installations. Ces améliorations au site pourraient contribuer à l'augmentation de son attractivité pour des entreprises locales et provenant de l'extérieur de la région, ayant pour conséquence d'accroître l'activité économique du Port
- Le transport maritime a connu une baisse dans la région au cours des deux dernières décennies, et le projet pourrait inverser cette tendance, stimulant ainsi l'activité économique du Port
- Les nouveaux aménagements maritimes nécessaires au projet permettront au Port de développer de nouvelles compétences et d'augmenter leur offre de service. Par

exemple, le Port n'a pas la capacité actuellement de faire du chargement de cargo et l'accueil de pièces de grandes tailles, bien que la demande soit déjà présente. Grâce au projet, il pourra offrir de nouveaux services qui répondent aux besoins du marché et bénéficiera de l'avantage de posséder une nouvelle expertise. De plus, lorsque l'usine de GNL Québec ne sera plus en activité, les aménagements et nouvelles infrastructures du port vont demeurer, ce qui va permettre au Port de Saguenay de continuer d'offrir une gamme de services diversifiés

- En plus de mettre en valeur les avantages des installations maritimes locales et de leur donner de la crédibilité, l'arrivée du projet devrait augmenter leur rayonnement mondial et attirer de nouvelles entreprises et nouveaux secteurs industriels dans la région
- Une tendance forte dans le domaine maritime est l'arrivée d'initiatives vertes. Par exemple, le Green Marine est un programme de certification environnementale volontaire pour l'industrie maritime nord-américaine qui aborde les principaux problèmes environnementaux grâce à 12 critères de performance. Le gaz naturel étant une énergie propre, son arrivée au Port de Saguenay pourrait être un atout important pour faire reconnaître celui-ci comme étant plus écoresponsable. Suivant la tendance de rendre l'industrie maritime de plus en plus verte, il y a une croissance de l'utilisation du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié pour alimenter les navires. Le Port de Saguenay, avec son usine de GNL, pourrait éventuellement servir de point de ravitaillement pour ces bateaux et permettre à GNL Québec d'ajouter la vente locale à l'exportation

3.3 Phase d'exploitation

L'exploitation de l'usine de GNL devrait s'échelonner sur une période de 25 ans, conformément à la licence délivrée par l'ONE. Les dépenses d'exploitation annuelles, évaluées à 3,19 G\$ pour une année où l'usine fonctionne à pleine capacité, incluent les coûts suivants :

- ▭ Les frais généraux
- ▭ Les assurances et taxes
- ▭ L'équipement et le matériel du site
- ▭ Les frais d'entretien et d'interruption des activités
- ▭ Les produits chimiques
- ▭ Le matériel et les pièces de rechange
- ▭ Les frais associés à la gestion des déchets
- ▭ L'alimentation en électricité
- ▭ L'achat de gaz naturel
- ▭ La charge d'amortissement
- ▭ Les salaires

L'achat de gaz naturel destiné à être transformé en GNL ou consommé par l'usine représente près de 80% des dépenses annuelles d'exploitation, et devrait provenir majoritairement du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, situé en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique ⁸.

Des dépenses en services maritimes seront nécessaires au cours de la phase d'exploitation afin de supporter les opérations et de permettre le transbordement du GNL de l'usine vers les navires-citernes. Ces services seront potentiellement octroyés en sous-traitance à une entreprise québécoise et les dépenses devraient donc être réalisées à 90 % au Québec et à 10 % au Canada.

⁸ http://energiesaguenay.com/media/cms_page_media/49/Annexe%20A%20-%20Description%20du%20projet%20-%20FRA.pdf

L'exploitation du complexe pourrait créer annuellement 828 M\$ en valeur ajoutée au prix du marché pour le Québec et 2,1 G\$ pour le Canada. Le contenu québécois lié aux opérations annuelles d'Énergie Saguenay est de 26 %⁹. Autrement dit, les dépenses d'exploitation seront satisfaites à 26 % par le secteur intérieur, et à 74 % par le secteur extérieur.

Tableau 15: Valeur ajoutée liée à l'exploitation du projet Énergie Saguenay

SIMULATIONS	INVESTISSEMENTS INITIAUX (EN MILLIERS DE DOLLARS CANADIENS)				VALEUR AJOUTÉE (OU PIB) AU PRIX DU MARCHÉ (EN MILLIERS DE DOLLARS CANADIENS)		
	QUÉBEC	CANADA (EXCLUANT QUÉBEC)	INTERNATIONAL	TOTAL	QUÉBEC	CANADA	CONTENU QUÉBÉCOIS DES INVESTISSEMENTS
Exploitation de l'usine, des réservoirs et des installations maritimes	633 094	2 515 927	50 381	3 199 404	828 477	2 096 606	26 %

L'exploitation du complexe générerait 2,9 G\$ en valeur ajoutée pour le Québec et le Canada. Puisque la durée du projet s'étend sur 25 ans, la création de valeur totale serait de 73 G\$ sur cette période. La valeur ajoutée directe et indirecte pour le Québec et le Canada est ventilée dans le tableau suivant.

Tableau 16 : Valeur ajoutée directe et indirecte de la phase d'exploitation

	VALEUR AJOUTÉE DE LA PHASE D'EXPLOITATION DU PROJET ÉNERGIE SAGUENAY								
	QUÉBEC			CANADA			TOTAL		
	DIRECT	INDIRECT	TOTAL	DIRECT	INDIRECT	TOTAL	DIRECT	INDIRECT	TOTAL
Sur une année moyenne	364 122	464 354	828 477	-	2 096 606	2 096 606	364 122	2 560 960	2 925 083
Total sur 25 ans	9 103 050	11 608 844	20 711 925	-	52 415 151	52 415 151	9 103 050	64 023 995	73 127 076

⁹ Valeur ajoutée au prix du marché sur le territoire québécois/Dépense totale

L'exploitation annuelle du complexe générerait des revenus gouvernementaux de 100 M\$ pour le Québec et de 226 M\$ pour le Canada, alors que les retombées parafiscales seraient de l'ordre de 14 M\$ pour le Québec et de 2 M\$ pour le Canada. Les retombées parafiscales ne doivent pas être considérées comme des revenus pour le gouvernement, mais représentent un impact favorable pour l'économie puisque les contributions des employeurs et employés seront augmentées. Sur 25 ans, cela représente des revenus gouvernementaux de 8,1 G\$ et 419 M\$.

Tableau 17 : Revenus gouvernementaux et parafiscalité liés à l'exploitation du projet Énergie Saguenay

	REVENUS GOUVERNEMENTAUX (EN MILLIERS DE DOLLARS CANADIENS)		PARAFISCALITE (EN MILLIERS DE DOLLARS CANADIENS)	
	QUÉBEC	CANADA	QUÉBEC	CANADA
Sur une année moyenne	100 247	225 695	14 687	2 105
Total sur 25 ans	2 506 175	5 642 365	367 175	52 625
Total sur 25 ans pour l'ensemble du Canada	8 148 550		419 800	

L'exploitation de l'usine créerait 6 456 emplois dès l'an un. Sur 25 ans, cela représente 161 400 «salaires» à verser. Parmi les 6 456 emplois créés, 320 seraient directs, et 6 136 seraient indirects. Parmi les emplois directs, on retrouve principalement des opérateurs, des techniciens, du personnel administratif et des mécaniciens, entre autres.

Tableau 18 : Emplois directs et indirects générés par les projets d'exploitation

	QUÉBEC			CANADA			TOTAL		
	DIRECT	INDIRECT	TOTAL	DIRECT	INDIRECT	TOTAL	DIRECT	INDIRECT	TOTAL
Sur une année moyenne	320	1 034	1 354	-	5 102	5 102	320	6 136	6 456
Total sur 25 ans	8 000	25 850	33 850	-	127 550	127 550	8 000	153 400	161 400

La création de valeur pour l'ensemble de l'économie canadienne, incluant celle du Québec, est estimée à 2,9 G\$ par année d'exploitation. Les investissements réalisés lors de la phase d'exploitation de l'usine de GNL devraient également générer 326 M\$ de revenus gouvernementaux et 17 M\$ en parafiscalité par année, en plus de créer 6 456 emplois (ou 161 400 salaires sur 25 ans) pour l'ensemble du Canada.

Tableau 19 : Retombées économiques annuelles liées à l'exploitation de l'usine

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES LIÉES À L'EXPLOITATION DE L'USINE, DES RÉSERVOIRS ET DES INSTALLATIONS MARITIMES (EN MILLIERS DE DOLLARS)								
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ANNUELLES		QUÉBEC			CANADA			TOTAL
		DIRECT	INDIRECT	TOTAL	DIRECT	INDIRECT	TOTAL	
Valeur ajoutée	Salaires et traitement avant impôts	26 006	75 529	101 535	-	533 992	533 992	635 527
	Revenu mixte brut	167	4 041	4 208	-	14 830	14 830	19 038
	Autres revenus bruts avant impôts	338 399	296 707	635 106	-	1 537 518	1 537 518	2 172 624
	Taxes indirectes moins subventions	(450*)	88 078	87 628	-	10 266	10 266	97 894
	Total	364 122	464 354	828 477	-	2 096 606	2 096 606	2 925 083
Revenus gouvernementaux		3 082	97 165	100 247	2 258	223 437	225 695	325 942
Parafiscalité		4 062	10 624	14 687	517	1 588	2 105	16 792
Création d'emplois (années-personnes)		320	1 034	1 354	-	5 102	5 102	6 456
Salaires à verser sur 25 ans		8 000	25 850	33 850	-	127 550	127 550	161 400

* Un résultat négatif signifie que les subventions sont supérieures aux taxes indirectes du secteur.

4 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES LOCALES

Le MISQ ne produit pas d'estimations régionales et les résultats sont calculés pour l'ensemble du territoire du Québec. Or, puisque le projet Énergie Saguenay constitue une première pour la province et que l'ensemble des activités auront lieu sur le territoire du Saguenay-Lac-Saint-Jean, il est possible de poser l'hypothèse que la majorité des impacts directs se matérialiseront sur ce territoire.

Il est considéré que les retombées dites «locales» seront principalement dues à la construction de l'usine et des installations maritimes ainsi qu'à l'exploitation de ces immobilisations.

Les retombées locales sont présentées dans ce tableau.

Tableau 20 : Retombées économiques locales de la construction et de l'exploitation de l'usine, des réservoirs et des installations maritimes, sur une année moyenne

	EMPLOIS	VALEUR AJOUTÉE	REVENUS GOUVERNEMENTAUX	PARAFISCALITÉ
	ANNÉE-PERSONNE	MILLIERS DE DOLLARS		
Construction de l'usine, des réservoirs et des installations maritimes	4 177	388 141	26 870	53 857
Exploitation de l'usine, des réservoirs et des installations maritimes	320	364 122	3 082	4 062

Pour les activités de construction de l'usine et des installations maritimes, les retombées économiques locales se concentrent majoritairement dans le secteur de la construction. Un nombre de 2 656 emplois devraient être créés sur le territoire. Par ailleurs, plus de 63 % de la valeur ajoutée créée localement touche le secteur de la construction avec un total de 246 M\$. Les revenus gouvernementaux et la parafiscalité qui découlent du secteur de la construction sont de l'ordre de 17 M\$ et 34 M\$ respectivement.

Tableau 21 : Retombées économiques locales de la construction de l'usine, des réservoirs et des installations maritimes, selon les secteurs d'activité, sur une année moyenne

	EMPLOIS	VALEUR AJOUTÉE	REVENUS GOUVERNEMENTAUX	PARAFISCALITÉ
Secteur de la construction	2 656	246 765	17 087	34 255
Secteur d'autres services	1 017	94 591	6 544	13 108
Secteur de la fabrication	404	37 586	2 601	5 211
Secteur primaire	49	4 510	314	632
Secteur des services publics	5	484	34	67
Secteur non commercial	45	4 206	291	583
Total	4 177	388 141	26 870	53 857

Pour les activités d'exploitation de l'usine et des installations maritimes, près de 320 emplois devraient être créés sur le territoire. Ces opérations devraient générer 364 M\$ en valeur ajoutée, 3 M\$ en revenus gouvernementaux et 4 M\$ en parafiscalité sur une année moyenne.

5 MEILLEURES PRATIQUES DE L'INDUSTRIE

Le benchmark a permis d'identifier les principales retombées économiques et les meilleures pratiques des projets analysés desquels peut s'inspirer GNL Québec. D'ailleurs, au cours d'échanges avec la communauté d'affaires de la région, de consultations publiques et de revues de presse, plusieurs de ces meilleures pratiques ont été mentionnées comme étant déjà applicables au projet Énergie Saguenay.

Éducation

Pour assurer la disponibilité d'un bassin de main-d'œuvre qualifiée essentielle au fonctionnement de l'usine de GNL et afin de prévenir une pénurie de main-d'œuvre pour le projet et les entreprises de la région, il est primordial que les dirigeants de projets de GNL s'impliquent activement dans l'éducation régionale. Plusieurs pratiques de l'industrie peuvent inspirer des actions concrètes à mettre en place pour y arriver, notamment :

➤ **Faciliter l'accès à l'emploi**

Ex. : Créer un programme d'accompagnement pour les étudiants, les chômeurs et les autochtones de la région afin de les aider à acquérir les compétences nécessaires pour entrer sur le marché du travail

➤ **Supporter les programmes de formation en lien avec les emplois créés par les projets de GNL**

Ex. : Les promoteurs du projet de Sabine Pass ont fait don de plus de 125 000\$ en équipement à des établissements d'enseignement locaux offrant une formation technique dans des emplois reliés à l'exploitation de GNL

➤ **Encourager la main-d'œuvre locale à étudier une profession en lien avec l'exploitation de GNL**

Ex. : Offrir des bourses d'études collégiales et universitaires dans les domaines des sciences, technologies, mathématiques, ingénierie et de la construction. En 2011, les dirigeants de Kitimat LNG se sont engagés à verser près de 2M\$ en bourses d'études universitaires dans la région où le projet est prévu

➤ **Avoir une implication précoce dans l'éducation de la population locale**

Ex. : Soutenir l'enseignement préscolaire et primaire en contribuant financièrement à des projets scolaires et à l'achat de matériel. Kitimat LNG supporte depuis 25 ans un programme éducatif d'une semaine qui déplace les étudiants dans la communauté, où se déroulent des activités d'apprentissage. Depuis sa création, plus de 100 000 étudiants et 4000 enseignants de la région ont pu bénéficier du programme. Selon la direction du projet de Kitimat LNG, investir dans ce programme offre un retour sur investissement social d'environ 4 pour 1, et donc que pour chaque dollar investi une grande création de valeur est offerte à la communauté

➤ **Faire connaître le gaz naturel liquéfié à la population et inspirer la prochaine génération d'ingénieurs et de scientifiques**

Ex. : Participer ou créer des événements scientifiques grands publics pour partager de l'information sur l'exploitation du GNL

Ex. : Créer une exposition sur le GNL afin que les gens puissent en apprendre davantage sur l'énergie et pour susciter l'intérêt des futurs travailleurs envers les carrières dans le domaine des sciences, technologies, mathématiques et ingénierie.

➤ **Assurer la disponibilité de programmes de formation en lien avec les métiers de GNL dans la région**

Ex. : Développer des partenariats avec les établissements locaux d'éducation et de formation avant la construction de l'usine et tout au long de sa période d'exploitation

➤ **Accélérer le développement des connaissances scientifiques l'exploitation de gaz naturel liquéfié**

Ex. : Investir dans une chaire de recherche en collaboration avec les institutions d'enseignement. En 2015, les dirigeants de Kitimat LNG ont investi 900 000\$ dans la création d'une chaire de recherche, en collaboration avec le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada

Activité économique

Plusieurs opportunités sont à saisir afin de maximiser les impacts d'Énergie Saguenay sur l'activité économique de la région et la création d'emplois. Ces axes de développement ont pour effet la croissance de certains secteurs industriels locaux, la création de nouvelles entreprises dont l'activité découle de l'exploitation de GNL et l'augmentation du bassin d'emplois disponibles.

Pour ce faire, les projets similaires ont mis de l'avant certaines actions spécifiques :

- Prioriser l'octroi de sous-contrat aux entreprises locales
- Favoriser l'embauche de main-d'œuvre locale
- Créer une filière industrielle ou une chaîne de valeur avec les entreprises de la région pour satisfaire tous les besoins de construction et d'exploitation de l'usine de GNL

Santé / Sécurité

Pour contribuer à l'amélioration de la qualité de vie de la communauté locale et afin de préconiser une saine gestion des risques associés à la santé / sécurité, les acteurs de l'industrie du GNL ont mis en place différentes mesures telles que :

- Investir dans des formations pour les services d'urgence

Ex. : Les promoteurs du projet de GNL de Sabine Pass ont supporté des événements organisés par la police locale et les services d'incendie afin de promouvoir la sécurité publique, et ont fait don en 2017 de 200 000\$US réparti entre 64 casernes de pompiers situées près du trajet de leur gazoduc.

- Investir dans le domaine de la santé

Ex. : Organiser et sponsoriser des événements pour amasser des fonds visant à financer la recherche sur le cancer

- Mettre en place un système de notification d'urgence pour l'ensemble de la région

Ex. : LNG Canada a financé l'implantation d'un système d'urgence qui comprend un tableau d'affichage installé à l'extérieur d'une caserne de pompiers et d'un système de notification avisant directement les abonnés par courriel d'un événement ayant un impact sur la communauté (ex. : tremblement de terre, mauvaises conditions météo, avis d'ébullition d'eau, etc.)

Communauté

Pour réitérer l'engagement social des dirigeants de projets de GNL envers la communauté locale, les meilleures pratiques de l'industrie sont de :

- Réaliser des investissements philanthropiques

Ex. : En 2017, lors du passage de l'ouragan Harvey dans le golfe du Mexique, les dirigeants du projet de Sabine Pass ont fait un don de 1,000,000\$US à la Croix-Rouge afin de les aider à supporter les familles touchées.

- S'impliquer activement dans les initiatives et événements locaux afin d'intégrer la communauté locale et faire connaître les membres du projet de GNL de la région

Ex. : Créer un comité d'employés qui identifient des besoins dans la communauté et orientent les fonds octroyés par les dirigeants du projet de GNL vers des événements et organismes pertinents.

Environnement

Dans le but de limiter les préoccupations environnementales soulevées par la population, des gestes concrets peuvent être posés par les instigateurs de projet de GNL, notamment :

- Affirmer concrètement l'engagement environnemental de l'organisation en participant à des initiatives écologiques

Ex. : Des employés de Sabine Pass se sont portés volontaires pour participer à une corvée annuelle de nettoyage des plages situées près des installations de liquéfaction, et l'événement a également reçu un appui financier de la part des promoteurs.

- Investir dans des programmes de protection des ressources marines, de la faune et des milieux humides

Ex. : Dans le cas d'Énergie Saguenay, un tel programme pourrait être mis sur pied pour protéger l'habitat des bélugas du Fjord de Saguenay

6 IMPACTS STRUCTURANTS SUR LES PARTIES PRENANTES

La section suivante présente en détail, des impacts structurants sur les parties prenantes au niveau national, régional et local par la communauté d'affaires, la communauté citoyenne et les établissements d'enseignement. Ces retombées socio-économiques résultent des enquêtes terrain et de réflexion stratégique qui en découle.

Tableau 22 : Aperçu des impacts structurants du projet à l'échelle nationale, régionale et locale

QUÉBEC / CANADA		
<ul style="list-style-type: none"> ↪ Création d'un nouveau secteur économique ↪ Rayonnement international ↪ Hausse du PIB 		
RÉGION DU SAGUENAY-LAC-SAINT-JEAN		
<ul style="list-style-type: none"> ↪ Visibilité et notoriété ↪ Diversification et dynamisme de l'activité économique ↪ Développement économique accéléré ↪ Nouvelle filière énergétique 		
COMMUNAUTÉ D'AFFAIRES	COMMUNAUTÉ CITOYENNE	ÉTABLISSEMENTS D'ENSEIGNEMENT ET DE FORMATION
↪ Création d'emplois		
↪ Attractivité de main-d'œuvre	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Pôle d'expertise ↪ Rétention des jeunes 	
↪ Opportunités d'affaires pour les entreprises de la région	↪ Nouveau citoyen corporatif	↪ Accroissement de l'occupation et de la fréquentation
↪ Synergie avec d'autres industries	↪ Maillage avec la communauté autochtone	
↪ Développement du parc industriel		
↪ Hausse des activités portuaires		

Créé un nouveau secteur économique

- Permet d'appuyer la croissance économique sur une nouvelle sphère d'activité n'ayant jamais été exploitée au Québec
- Entraîne le développement d'une filière complète (expertise, savoir-faire, installations et équipements, opérations, etc.)
- Renforce la diversification économique

Favorise le rayonnement international

- Positionnement avantageux du Canada comme exportateur de gaz naturel
- Diversification de l'offre mondiale de GNL intéressante pour les marchés de l'Europe et de l'Asie qui sont captifs des fournisseurs actuels

Contribue à la hausse du PIB

- Influence positive sur le PIB de l'ordre de 5,8 G\$ en création de valeur ajoutée pour les 4 ans de la phase de construction et une année moyenne d'exploitation

Augmente la visibilité et notoriété de la région

- Opportunité de rayonner à l'échelle internationale comme leader en termes de savoir-faire, d'expertise, d'innovation et de développement
- Impact non négligeable sur l'attraction d'entreprises dans la région

Alimente la diversification économique de la région

- Développement d'une offre actuellement inexistante conduisant à la diversification des activités économiques
- Positionnement de la région comme lieu idéal pour implanter des entreprises souhaitant exporter leurs biens grâce aux installations maritimes, contribuant ainsi à diversifier l'économie locale en attirant différents secteurs industriels

Accélère le développement économique

- Effet multiplicateur des dépenses d'Énergie Saguenay en biens et services dans la région (engendrent des profits pour les entreprises de la région qui vont être dépensés à leur tour dans le milieu)
- L'arrivée du projet démontre que la région est un lieu idéal pour accueillir des projets d'une telle envergure
- Le fait que GNL Québec soit membre de la chambre de commerce amène un impact positif pour l'organisme et lui offre une grande visibilité et crédibilité. Cette présence augmente le dynamisme de la communauté d'affaires de la région

Développement d'une nouvelle filière énergétique

- Opportunité de développer l'approvisionnement de GNL dans des régions autour du Saguenay, dans le Nord et ailleurs au Canada pour remplacer l'utilisation de combustibles polluants comme source d'alimentation énergétique

Création de nombreux emplois

- ↪ Positionnement de la région comme un lieu riche en emplois bien rémunérés, et augmentation de l'attractivité de la région pour les travailleurs
- ↪ Occupation élevée de l'emploi (grande masse de travailleurs en emploi)
- ↪ Opportunité de carrière pour les étudiants complétant leurs études, bassin de main-d'œuvre intéressant pour le recrutement
- ↪ Opportunité de carrière pour les travailleurs d'expérience et accès à des emplois bien rémunérés

Augmente l'attractivité pour la main-d'œuvre spécialisée provenant de l'extérieur de la région

- ↪ Augmentation du bassin total de main-d'œuvre
- ↪ Augmentation des dépenses de consommation dans le secteur des services
- ↪ Croissance du marché immobilier de la région en raison de l'arrivée de nouvelles familles
- ↪ Hausse de l'activité économique dans les secteurs de l'hôtellerie, de la restauration et des autres services professionnels

Augmente les opportunités d'affaires pour les entreprises de la région

- ↪ Opportunités d'affaires pour les entreprises de la région dans certains secteurs industriels lors des phases de construction et d'exploitation du projet, comme :
 - La construction
 - Le domaine manufacturier
 - Le génie-conseil
 - L'éducation (les écoles de formation auront besoin de personnel enseignant dans différents domaines reliés aux activités de GNL)
 - Le domaine du transport
 - Les services professionnels pour la conception et l'exploitation des installations
 - Les TI (moderniser le fonctionnement de l'usine)
 - Le marketing

Synergie potentielle avec d'autres industries

- ↪ Opportunité de créer des synergies avec d'autres filières industrielles de la région, comme la récupération d'énergie sous forme de chaleur, la transformation en biocarburant ou la transformation de la biomasse forestière
- ↪ Création de synergie avec les autres grands projets en développement dans la région

Développement du parc industriel

- ↪ Création d'une certaine effervescence qui se traduit par une demande accrue des entreprises locales et extérieures à s'implanter dans le parc industriel, principalement dans le but d'obtenir des sous-contrats au cours du projet Énergie Saguenay
- ↪ Création d'opportunités d'affaires puisque tous les édifices du parc industriel sont conçus pour être alimentés en gaz naturel, et la demande pour ce type d'énergie est croissante. La possibilité de s'alimenter en gaz naturel par GNL Québec combinée aux installations adaptées du parc industriel favorisent son positionnement et augmentent ses opportunités d'affaires
- ↪ Croissance du parc industriel résultant en un taux d'occupation élevé

Hausse des activités portuaires

- ↪ Augmentation de l'attractivité du port pour les entreprises d'importation et d'exportation, autant à l'échelle locale qu'internationale
- ↪ Opportunité pour le port de diversifier son offre de services grâce aux nouvelles installations

Développement d'un pôle d'expertise dans la région

- ↪ Occasion pour le Québec de développer une expertise qui pourrait être reconnue mondialement et d'innover dans des domaines comme l'ingénierie appliquée à la transformation du gaz naturel. Les institutions d'enseignement seront parties prenantes du développement d'un pôle d'expertise et adapteront leurs programmes pour offrir de la formation appropriée aux emplois de GNL. Le projet permettra ainsi de diversifier l'offre de formation et de donner de la visibilité à l'enseignement offert dans la région
- ↪ Occasion de développer une chaire de recherche et de la formation scientifique reliées aux opérations de l'usine

Rétention des jeunes

- ↪ Permet de contrer l'exode des jeunes vers les grands centres en leur offrant des emplois dans une nouvelle sphère d'activités et en rendant le territoire plus attractif
- ↪ Dynamisation de la région par un projet d'une telle envergure

Implication d'un nouveau citoyen corporatif

- ↪ Création d'un sentiment d'appartenance à la région
- ↪ Dynamisation du réseau d'affaires
- ↪ Contributions aux initiatives locales

Maillage avec la communauté autochtone

- ↪ Génère l'opportunité de s'inspirer d'autres grands projets qui ont créé des synergies avec la communauté autochtone
- ↪ Possibilité de création d'entreprises conjointes avec la population autochtone

Accroissement de l'occupation et de la fréquentation

- Augmentation de l'attractivité des établissements d'enseignement de la région par la diversification de l'offre de formation et l'adéquation avec les besoins du marché du travail

ANNEXES



ANNEXE 1

QUESTIONNAIRES D'ENTREVUES

GUIDE D'ENTREVUE – PORT DE GRANDE-ANSE

ÉTUDE DE RETOMBÉES SOCIOÉCONOMIQUES – GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

ÉNERGIE SAGUENAY

NOM	
TITRE POSTE	
ENTREPRISE	
DATE	

MISE EN CONTEXTE

Mallette a été mandatée par GNL Québec pour réaliser une étude de retombées socioéconomiques portant sur la construction **d'une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel** dans le but d'exporter du gaz naturel liquéfié (GNL). Le complexe de liquéfaction de GNL sera construit sur un terrain appartenant à l'Administration portuaire de Saguenay, à proximité du terminal existant de Grande-Anse. En parallèle à ce projet de 7,2 G\$ US, un nouveau gazoduc de 750 km relié au réseau de distribution principal dans l'Est de l'Ontario sera construit et des installations maritimes adaptées au chargement et au transport du GNL seront aménagées. La construction du complexe devrait générer 4 000 nouveaux emplois annuellement, et l'exploitation de l'usine devrait créer 800 emplois au Québec, dont 300 permanents sur le site.

Dans le cadre de cette étude, nous rencontrons une dizaine d'intervenants et experts du milieu afin de collecter de l'information sur leur vision du projet et sur les retombées potentielles. Sachez qu'il n'y a pas de bonnes ou de mauvaises réponses, c'est votre opinion qui nous importe. Nous enregistrons l'entretien uniquement à des fins de retranscription.

1. Tout d'abord, quelle est votre perception globale du projet Énergie Saguenay?
2. Quels sont les impacts envisagés du projet de GNL Québec sur **les activités** du port de Grande-Anse (Port)?
 - a. Amélioration des équipements
 - b. Développement de nouvelles compétences au port
 - c. Attractivité de la main-d'œuvre
 - d. Hausse du trafic maritime
 - e. Attractivité de la clientèle
 - f. Rayonnement mondial
3. Le projet nécessitera des investissements pour adapter les infrastructures du Port, notamment en allongeant le quai durant la phase de construction du projet.
 - a. Quelle est l'envergure des travaux à réaliser en ce sens?
 - b. Quel est l'impact de cette modification des infrastructures?
 - i. Pour le Port : ex. : Amélioration des installations du Port
 - ii. Pour la région : ex. : Emploi pour des travailleurs de la région
4. Considérez-vous que l'arrivée d'un projet de GNL dans la région sera une occasion de développer un pôle d'expertise?
5. Ce projet aura assurément d'importantes **retombées économiques pour la région du Saguenay** et générera des opportunités diverses; quelle est votre perception de l'impact du projet sur :
 - a. La création d'emplois
 - b. Les opportunités de carrière pour la main-d'œuvre de la région
 - c. Les opportunités d'affaires pour les entreprises de la région
 - d. La diversification des activités économiques de la région
 - e. La notoriété / visibilité de la région
 - f. Le tourisme maritime (croisière)
 - g. Les activités de pêche
 - h. Autres
6. Entrevoyez-vous des impacts négatifs du projet sur la région?
7. À votre avis, comment la population de la région perçoit-elle l'arrivée du projet?
8. Avez-vous des préoccupations concernant :
 - a. L'impact environnemental du projet
 - i. Sur la faune et la flore
 - ii. Sur l'utilisation des ressources en eau potable
 - iii. Sur l'altération du milieu de vie (pollution, bruit)
 - b. La sécurité des travailleurs et de la population
9. Considérez-vous que GNL Québec communique suffisamment d'information sur le projet et ses retombées envisagées ?

GUIDE D'ENTREVUE – COMMUNAUTÉ D'AFFAIRES

ÉTUDE DE RETOMBÉES SOCIOÉCONOMIQUES – GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

ÉNERGIE SAGUENAY

NOM	
TITRE	
POSTE	
ENTREPRISE	
DATE	

MISE EN CONTEXTE

Mallette a été mandatée par GNL Québec pour réaliser une étude de retombées socioéconomiques portant sur la construction **d'une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel** dans le but d'exporter du gaz naturel liquéfié (GNL). Le complexe de liquéfaction de GNL sera construit sur un terrain appartenant à l'Administration portuaire de Saguenay, à proximité du terminal existant de Grande-Anse. En parallèle à ce projet de 7,2 G\$ US, un nouveau gazoduc de 750 km relié au réseau de distribution principal dans l'Est de l'Ontario sera construit et des installations maritimes adaptées au chargement et au transport du GNL seront aménagées. La construction du complexe devrait générer 4 000 nouveaux emplois annuellement, et l'exploitation de l'usine devrait créer 800 emplois au Québec, dont 300 permanents sur le site.

Dans le cadre de cette étude, nous rencontrons une dizaine d'intervenants et experts du milieu afin de collecter de l'information sur leur vision du projet et sur les retombées potentielles. Sachez qu'il n'y a pas de bonnes ou de mauvaises réponses, c'est votre opinion qui nous importe. Nous enregistrons l'entretien uniquement à des fins de retranscription.

1. Tout d'abord, quelle est votre perception globale du projet Énergie Saguenay?
2. Quels sont les impacts envisagés du projet de GNL Québec sur l'activité économique de la région?
 - a. Rayonnement mondial
 - b. Attractivité de la main-d'œuvre
 - c. Attractivité des entreprises
 - d. Stimulation de l'activité économique
3. Considérez-vous que l'arrivée d'un projet de GNL dans la région sera une occasion de développer un pôle d'expertise?
4. Ce projet aura assurément d'importantes retombées économiques pour **la région du Saguenay** et générera des opportunités diverses; quelle est votre perception de l'impact du projet sur :
 - a. La création d'emplois
 - b. Les opportunités de carrière pour la main-d'œuvre de la région
 - c. Le développement de formations académiques et scientifiques reliées aux opérations de l'usine de GNL
 - d. Les opportunités d'affaires pour les entreprises de la région
 - i. La croissance de certains secteurs industriels grâce au projet (lesquels)
 - e. La diversification des activités économiques de la région
 - f. La notoriété/visibilité de la région
 - g. Le tourisme maritime (croisière)
 - h. Les activités de pêche
 - i. Autres
5. Entrevoyez-vous des impacts négatifs du projet sur la région?
6. À votre avis, comment la population de la région perçoit-elle l'arrivée du projet?
7. Avez-vous des préoccupations concernant :
 - a. L'impact environnemental du projet
 - i. Sur la faune et la flore
 - ii. Sur l'utilisation des ressources en eau potable
 - iii. Sur l'altération du milieu de vie (pollution, bruit)
 - b. La sécurité des travailleurs et de la population
8. Considérez-vous que GNL Québec communique suffisamment d'information sur le projet et ses retombées envisagées?

GUIDE D'ENTREVUE – HYDRO-QUÉBEC

ÉTUDE DE RETOMBÉES SOCIOÉCONOMIQUES – GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

ÉNERGIE SAGUENAY

NOM	
TITRE	
POSTE	
ENTREPRISE	
DATE	

MISE EN CONTEXTE

Mallette a été mandatée par GNL Québec pour réaliser une étude de retombées socioéconomiques portant sur la construction **d'une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel** dans le but d'exporter du gaz naturel liquéfié (GNL). Le complexe de liquéfaction de GNL sera construit sur un terrain appartenant à l'Administration portuaire de Saguenay, à proximité du terminal existant de Grande-Anse. En parallèle à ce projet de 7,2 G\$ US, un nouveau gazoduc de 750 km relié au réseau de distribution principal dans l'Est de l'Ontario sera construit et des installations maritimes adaptées au chargement et au transport du GNL seront aménagées. La construction du complexe devrait générer 4 000 nouveaux emplois annuellement, et l'exploitation de l'usine devrait créer 800 emplois au Québec, dont 300 permanents sur le site.

Dans le cadre de cette étude, nous rencontrons une dizaine d'intervenants et experts du milieu afin de collecter de l'information sur leur vision du projet et sur les retombées potentielles. Sachez qu'il n'y a pas de bonnes ou de mauvaises réponses, c'est votre opinion qui nous importe. Nous enregistrons l'entretien uniquement à des fins de retranscription.

1. Tout d'abord, quelle est votre perception globale du projet Énergie Saguenay?
2. Le projet nécessitera des investissements en construction et en aménagement du territoire, notamment par la mise en place d'un réseau de lignes électriques.
 - a. Quelle est l'envergure des travaux à réaliser en ce sens?
 - b. Quel est le montant des investissements?
 - c. Sur combien de temps devraient s'échelonner les travaux?
 - d. À quelles ressources externes allez-vous faire appel?
 - e. Quels sont les impacts de cet aménagement pour Hydro-Québec
 - i. Revenus
 - ii. Expertise (nouvelle expertise pour des projets de GN)
 - iii. Développement commercial
 1. Les lignes électriques construites dans le cadre du projet vont-elles pouvoir être exploitées par d'autres entreprises ou pour faire du développement résidentiel / routes après le projet GNL?
3. Quels sont les enjeux à considérer lors de la mise en place des lignes électriques pour le projet?
4. Ce projet aura assurément d'importantes retombées économiques pour le Québec et générera des opportunités diverses. Quelle est votre perception de l'impact du projet sur :
 - a. La création d'emplois
 - b. Les opportunités de carrière pour de la main-d'œuvre
 - c. Les opportunités d'affaires pour les entreprises
 - d. La diversification des activités économiques
 - e. La notoriété/visibilité de la province
 - f. Le tourisme maritime (croisière)
 - g. Les activités de pêche
 - h. Autres
5. À votre avis, comment la population de la région perçoit-elle l'arrivée du projet?

GUIDE D'ENTREVUE – ENTREPRISES DE LA RÉGION

ÉTUDE DE RETOMBÉES SOCIOÉCONOMIQUES – GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

ÉNERGIE SAGUENAY

NOM	
TITRE POSTE	
ENTREPRISE	
DATE	

MISE EN CONTEXTE

Mallette a été mandatée par GNL Québec pour réaliser une étude de retombées socioéconomiques portant sur la construction **d'une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel** dans le but d'exporter du gaz naturel liquéfié (GNL). Le complexe de liquéfaction de GNL sera construit sur un terrain appartenant à l'Administration portuaire de Saguenay, à proximité du terminal existant de Grande-Anse. En parallèle à ce projet de 7,2 G\$ US, un nouveau gazoduc de 750 km relié au réseau de distribution principal dans l'Est de l'Ontario sera construit et des installations maritimes adaptées au chargement et au transport du GNL seront aménagées. La construction du complexe devrait générer 4 000 nouveaux emplois annuellement, et l'exploitation de l'usine devrait créer 800 emplois au Québec, dont 300 permanents sur le site.

Dans le cadre de cette étude, nous rencontrons une dizaine d'intervenants et experts du milieu afin de collecter de l'information sur leur vision du projet et sur les retombées potentielles. Sachez qu'il n'y a pas de bonnes ou de mauvaises réponses, c'est votre opinion qui nous importe. Nous enregistrons l'entretien uniquement à des fins de retranscription.

1. Tout d'abord, quelle est votre perception globale du projet Énergie Saguenay?
2. Quels sont les impacts envisagés du projet de GNL Québec sur **l'activité économique de la région**?
 - a. Rayonnement mondial
 - b. Attractivité de la main-d'œuvre
 - c. Attractivité des entreprises
 - d. Stimulation de l'activité économique
3. Considérez-vous que l'arrivée d'un projet de GNL dans la région sera une occasion de développer un pôle d'expertise?
4. Ce projet aura assurément d'importantes retombées économiques pour **la région du Saguenay** et générera des opportunités diverses; quelle est votre perception de l'impact du projet sur :
 - a. La création d'emplois
 - b. Les opportunités de carrière pour la main-d'œuvre de la région
 - c. Le développement de formations académiques et scientifiques reliées aux opérations d'une usine de GNL
 - d. Votre propre entreprise
 - e. Les opportunités d'affaires pour les entreprises de la région
 - i. La croissance de certains secteurs industriels grâce au projet (lesquels)
 - f. La diversification des activités économiques de la région
 - g. La notoriété/visibilité de la région
 - h. Le tourisme maritime (croisière)
 - i. Les activités de pêche
 - j. Autres
5. Entrevoyez-vous des impacts négatifs du projet sur la région?
6. À votre avis, comment la population de la région perçoit-elle l'arrivée du projet?
7. Avez-vous des préoccupations concernant :
 - a. L'impact environnemental du projet
 - i. Sur la faune et la flore
 - ii. Sur l'utilisation des ressources en eau potable
 - iii. Sur l'altération du milieu de vie (pollution, bruit)
 - b. La sécurité des travailleurs et de la population
8. Considérez-vous que GNL Québec communique suffisamment d'information sur le projet et ses retombées envisagées?



ANNEXE 2

**HYPOTHÈSES ET DONNÉES UTILISÉES POUR
LE CALCUL DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES**



HYPOTHÈSES ET DONNÉES UTILISÉES POUR LE CALCUL DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Plusieurs hypothèses générales ont été utilisées afin de calculer les retombées économiques provinciales et fédérales :

- Certaines données financières ont été fournies par le Client en dollars américains. Un taux de change annuel moyen pour la période se terminant en juillet 2018 de 0,7858¹⁰ a été appliqué afin de convertir les données en dollars canadiens
- Les dépenses de construction tiennent compte d'un profit de 7 % sur les travaux en plus des frais de contingences de 10 %
- Les dépenses d'exploitation annuelles sont basées sur une année moyenne durant laquelle l'usine fonctionne à pleine capacité
- Les dépenses de construction et d'exploitation excluent les taxes à la consommation
- Le calcul des retombées économiques exclut les dépenses de revitalisation du milieu à la suite de la fermeture du complexe, ainsi que les dépenses dédiées à la mise en place du projet comme la réalisation d'études techniques et de faisabilité. Les retombées économiques potentielles du projet pourraient être plus élevées si les dépenses liées à ces phases étaient ajoutées aux modèles
- Le calcul des retombées économiques détaillées dans le rapport ne tient pas compte des effets induits, soit les impacts provenant de la dépense des salaires gagnés. À titre indicatif, les effets induits, calculés par le modèle StatCan sont présentés à l'annexe 6.

Certaines hypothèses spécifiques aux six différentes simulations ont été appliquées afin de calculer les retombées économiques provinciales et fédérales.

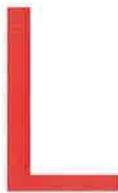
- **Construction de l'usine, des réservoirs et des installations maritimes :** Pour la construction de l'usine, les pourcentages des dépenses réalisées sur le territoire québécois, canadien et international sont respectivement de 49 %, 17 % et 34 %
- **Exploitation de l'usine :** Le gaz naturel liquéfié sera transporté par bateau aux fins d'exportation à l'international. Ces dépenses estimées à 1,844 G\$ sont exclues des dépenses annuelles moyennes du projet aux fins des calculs de retombées économiques. Bien que le Client utilise une méthode d'amortissement dégressive pour tenir compte de l'utilisation de l'usine de liquéfaction et des réservoirs, une charge d'amortissement linéaire sur 25 ans a été utilisée dans le calcul des retombées économiques pour représenter une année moyenne d'utilisation. Pour l'exploitation de l'usine, les pourcentages des dépenses réalisées sur le territoire québécois, canadien et international sont respectivement de 20 %, 78 % et 2 %. L'achat de gaz naturel représente la plus importante dépense du calcul des retombées économiques de cette simulation. Étant acheté à 100 % sur le territoire canadien, un ajustement manuel sur la structure de dépense doit être réalisé pour

¹⁰ https://www.banqueducanada.ca/taux/taux-de-change/convertisseur-de-devises/?lookupPage=lookup_currency_converter_2017_fr.php&startRange=2008-07-25&rangeType=range&selectToFrom=to&convert=1%2C00&seriesFrom=Dollar+%28Canadien%29&seriesTo%5B%5D=FXUSDCAD&rangeValue=1.y&dFrom=&dTo=&submit_button=Convert

tenir compte des marges sur transport et distribution de manière à exclure toute importation internationale. L'absence d'un tel ajustement aurait pour impact de sous-évaluer les retombées économiques et les emplois.

Les limitations suivantes pourraient avoir un impact sur les résultats des retombées économiques :

- ↪ La majorité des dépenses de construction découle d'estimations financières de 2015, alors que les dépenses d'exploitation ont été estimées en 2015.
- ↪ Une étude technique était en cours de réalisation lors du calcul des retombées économiques 2018, et ces nouvelles données pourraient avoir un impact sur le résultat des calculs de retombées économiques actualisés.



ANNEXE 3

MODÈLES UTILISÉS POUR LE CALCUL DES RETOMBÉES



MODÈLES UTILISÉS POUR LE CALCUL DES RETOMBÉES

Modèle intersectoriel du Québec (MISQ)

Le modèle intersectoriel du Québec (MISQ), développé par l'Institut de la statistique du Québec (ISQ), permet de quantifier les effets anticipés que peuvent générer des projets d'investissements sur l'économie. Le modèle évalue :

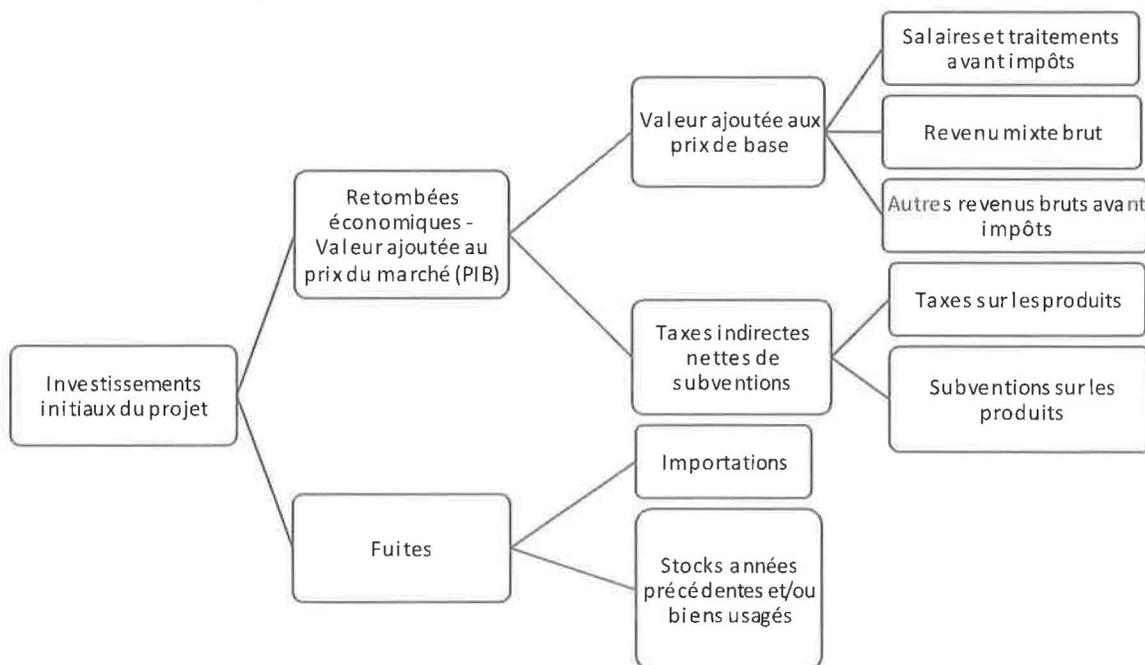
- La création de valeur ajoutée au prix du marché/PIB au prix du marché
- La création d'emplois
- Les revenus gouvernementaux
- La parafiscalité

L'ensemble de ces impacts favorables sur l'économie se doivent donc d'être inclus dans l'analyse du projet, car ils ont une répercussion non négligeable dans l'économie.

La création de valeur ajoutée au prix du marché / PIB au prix du marché

Le concept de retombées économiques est étroitement lié à la contribution qu'un projet génère sur la production intérieure brute (PIB) au sein d'un territoire pour une période donnée. Il est possible de déterminer les retombées économiques d'un projet en additionnant la valeur ajoutée au prix de base aux taxes indirectes nettes de subventions. Une dépense d'investissement initiale est donc transformée en valeur ajoutée dans le territoire donné ou encore en fuites si elle ne génère aucun impact sur l'économie du territoire analysé.

Graphique 4 : Modèle d'estimation de la valeur ajoutée découlant des investissements du projet



La valeur ajoutée au prix du marché tient compte des effets directs et indirects d'une dépense sur l'économie :

Effets directs : Le concept de retombée économique étant étroitement lié à celui de valeur ajoutée et de contribution au PIB, le MISQ obtient la valeur ajoutée aux prix de base par la somme des rémunérations des facteurs de production :

- ▭ Les salaires et traitements avant impôt : rémunérations brutes des employés incluant différentes formes de rétribution (pourboires, commissions, primes, indemnités de vacances et congés de maladie)
- ▭ Les revenus mixtes bruts : revenus des propriétaires d'entreprises non constituées en société (entreprises individuelles)
- ▭ Les autres revenus bruts avant impôt : revenus des sociétés et des entreprises, rémunération du capital, les intérêts divers et autres frais

Effets indirects : Les effets indirects se composent des taxes sur les produits (provinciales et fédérales) nets des subventions sur les produits.

La création d'emplois

L'impact économique d'un projet se mesure aussi avec la création d'emplois générée par celui-ci. Le modèle intersectoriel quantifie cette variable selon le nombre d'heures travaillées par une personne dans un secteur concerné durant une période d'un an. La main-d'œuvre comprend, d'une part, les employés salariés des différents secteurs de l'économie, et d'autre part, les entrepreneurs ayant des entreprises individuelles (travailleurs autonomes)

Les revenus gouvernementaux

Les revenus gouvernementaux proviennent de deux principales sources. Les impôts sur les salaires et les taxes indirectes. C'est à partir de ces dépenses que les gouvernements peuvent prélever des sources de revenus. Le modèle ne calcule pas directement les impôts corporatifs

- ▭ Les impôts sur les salaires : Les impôts payés sur le revenu imposable, desquels sont soustraits les crédits d'impôt non remboursables et auxquels on additionne les surtaxes afin d'obtenir le montant effectif d'impôt
- ▭ Les taxes indirectes : Les taxes payées sur l'achat d'un bien ou service au gouvernement provincial (TVQ) et au gouvernement fédéral (TPS) ainsi que les autres taxes spécifiques comme les taxes et droits d'accise fédéraux, taxes sur carburant, boissons alcoolisées et tabac

La parafiscalité

La parafiscalité ne doit pas être considérée comme un revenu pour le gouvernement puisque les fonds générés ne peuvent être dépensés directement dans l'économie. Il s'agit plutôt d'un fonds dédié à un type de dépenses spécifiques comme le paiement d'indemnités à la suite d'un accident, etc.

Plus spécifiquement, la parafiscalité se compose de différentes cotisations par les employeurs et les employés aux programmes suivants :

- ▭ Québec : Régie des rentes du Québec (RRQ), Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du travail (CNESST), Fonds des services de santé (FSS), Régime québécois d'assurance parentale (RQAP)
- ▭ Canada : Caisse d'assurance-emploi (AE)

Modèle canadien d'entrées-sorties de Statistique Canada (StatCan)

Le modèle développé par StatCan mesure l'impact d'un projet (choc) sur l'économie canadienne selon les mêmes variables que celles du MISQ, à l'exception de la parafiscalité, qui n'est pas un résultat isolé. Les résultats générés par le modèle ont été regroupés selon les mêmes catégories de retombées économiques proposées par le MISQ afin de faciliter la présentation de l'information.

- ▭ Afin de calculer les revenus gouvernementaux des impôts prélevés sur les salaires, une donnée non isolée par le modèle, une hypothèse de 30 % a été appliquée sur les dépenses de salaires et traitements qui composent le PIB au prix de base. « Les salaires et traitements comprennent la rémunération en espèces et les paiements en nature (par exemple, le gîte et le couvert) versés aux personnes touchant un salaire ou un traitement employé dans les établissements du secteur privé et du secteur public ainsi que dans les institutions sans but lucratif au Canada, y compris les domestiques et les gardiennes d'enfants. Les autres formes de rémunération incluses ici comprennent les commissions, les primes, les pourboires, les jetons de présence, les allocations imposables ainsi que la valeur des options sur actions des sociétés. Les primes, les commissions et les salaires rétroactifs sont inscrits durant la période où ils ont été versés plutôt que durant celle où ils ont été gagnés. Les salaires et traitements sont enregistrés sur une base brute, avant les retenues aux fins de l'impôt, des régimes d'assurance-emploi et des régimes de pensions des secteurs privé et public¹¹. »
- ▭ Afin de comparer les résultats du MISQ et ceux du modèle de StatCan, les résultats générés par le modèle ouvert ont été utilisés, plutôt que ceux du modèle fermé. « La valeur ajoutée totale générée à partir du modèle ouvert sera inférieure au choc initial demandé. L'effet total sur le revenu généré à partir du modèle est inférieur à la valeur de la demande finale, et l'écart correspond à la valeur des fuites puisque ce revenu n'est pas réutilisé au sens keynésien, c'est-à-dire dépensé de nouveau sous la forme de dépenses de demande finale pour mesurer les effets d'entraînement qui viendraient s'ajouter aux effets directs et indirects.¹² »

¹¹ Guide d'utilisation du modèle canadien d'entrées-sorties de Statistiques Canada, juin 2009

¹² *Ibid.*



ANNEXE 4

ÉTUDE DE COMPARABLES - BENCHMARK



ÉTUDE DE COMPARABLES - BENCHMARK

Dans le cadre d'une analyse comparative, des projets similaires à celui d'Énergie Saguenay ont été sélectionnés dans le but de dégager les meilleures pratiques et identifier les enjeux des phases de démarrage et de développement des projets, ainsi que les solutions mises en place, afin que GNL Québec puisse s'en inspirer pour favoriser la concrétisation et le succès du projet. Les prochaines sections permettront de :

- ▮ Présenter les projets comparables analysés
- ▮ Dresser un portrait sommaire du marché du gaz naturel liquéfié en plus du processus d'exportation du GNL au Canada et États-Unis afin de situer géographiquement les comparables analysés et de comprendre leur environnement
- ▮ Identifier les retombées socio-économiques des comparables analysés
- ▮ Présenter les enjeux vécus et les solutions mises de l'avant par les projets analysés afin de positionner Énergie Saguenay par rapport aux comparables
- ▮ Identifier les avantages distinctifs d'Énergie Saguenay à la lumière du benchmark et son adéquation avec les politiques et orientations ministérielles

Présentation des comparables analysés

Des comparables canadiens dont la qualité des travaux est exemplaire ont été sélectionnés par GNL Québec. Il s'agit de LNG Canada, Pacific NorthWest LNG et Kitimat LNG. Ces projets ont suivi le même processus réglementaire que le projet Énergie Saguenay et en sont à des stades de développement similaires permettant de pouvoir bien identifier les enjeux de démarrage les plus couramment rencontrés et les retombées estimées des projets.

Les États-Unis constituent un territoire duquel s'inspirer en raison de l'état avancé de leurs projets de GNL. Le terminal de Sabine Pass, déjà en activité et exportant du GNL depuis 2016, a complété la phase de construction de quatre de ses unités de liquéfaction en 2017, et poursuit ses démarches pour mettre en place deux unités de liquéfaction additionnelles. Le terminal de Freeport quant à lui devrait commencer l'exploitation de trois de ses unités de liquéfaction en 2019-2020. Les deux projets des États-Unis sélectionnés pour l'analyse comparative utilisent des installations existantes auxquelles ont été ajoutées des installations de liquéfaction du gaz naturel. Le tableau suivant présente un bref portrait des comparables analysés.

Tableau 23 : Comparables analysés pour le benchmark

PROJETS	LNG CANADA	PACIFIC NORTHWEST LNG	KITIMAT LNG	SABINE PASS LIQUEFACTION AND LNG TERMINAL	FREEMPORT LIQUEFACTION LNG ¹³	GNL QUÉBEC
LOCALISATION	Kitimat, CB, Canada	Lelu Island, CB, Canada	Kitimat, CB, Canada	Cameron Parish, Louisiana, É-U	Quintana Island, Texas, É-U	Saguenay, QC, Canada
ÉTAT D'AVANCEMENT	Décision finale d'investissement en faveur du projet annoncée le 1 ^{er} octobre 2018	Annulé, demande de transfert de la licence à Progress Energy Canada ltd (producteur canadien de gaz naturel) en 2018	En attente d'une décision finale d'investissement	La construction de quatre unités de liquéfaction est complétée	Trois unités de liquéfaction devraient entrer en service en 2019-2020	Décision finale d'investissement prévue pour 2021
OBTENTION DE LA LICENCE D'EXPORTATION DE GNL	2016 Durée : 40 ans	2016 Durée : 40 ans	2011 Durée : 20 ans	2011 Durée : 20 ans	2014 Durée : 20 ans	2016 Durée : 25 ans
PROMOTEURS	Joint venture entre Shell, PetroChina, Korea Gas Corp. et Mitsubishi	Petronas, Sinopec, Japex, Indian Oil Corp., Petroleum Brunei	Chevron, Woodside	Cheniere Energy	Freeport LNG Development, L.P.	Ruby River Capital LLC,
CAPACITÉ D'EXPORTATION (TONNES / AN)	38 M (en deux phases)	20,4 M	10 M	27 M	13.2 M	11 M
COÛTS (\$CAD)	25-40 G\$	36 G\$	4,5 G\$	30 G\$ ¹⁴	18 G\$	7,8 G\$
COMPOSANTES DU PROJET INCLUSES DANS LES COÛTS CI-DESSUS						
UNITÉS DE LIQUEFACTION	Oui (4)	Oui (3)	Oui (2)	Oui (6)	Oui (3)	Oui (2)
RÉSERVOIRS D'ENTREPOSAGE	Oui	Oui (3)	Oui (2)	Oui (5)	Non	Oui (2-3)
TERMINAL MARITIME	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non ¹⁵
GAZODUC	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non
ACHAT DE GAZ NATUREL	Oui	Oui	Non	Oui	Non	Non

¹³ Utilisation des installations actuelles du terminal de Freeport (gazoduc, réservoirs et terminal maritime)

¹⁴ Le coût des installations aux États-Unis a été converti en dollars canadiens en utilisant un taux de change de 0,7858¹⁴, taux annuel moyen de la Banque du Canada pour la période se terminant en juillet 2018

¹⁵ Les coûts incluent seulement la valeur des investissements pour adapter les installations existantes du Port de Grande-Anse

Marché sommaire du gaz naturel au Canada et aux États-Unis

Le Canada dispose d'abondantes ressources en gaz naturel en provenance principalement de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan, dont l'offre dépasse largement la consommation intérieure. En effet, selon le rythme de production actuel, seul 11 % de la réserve totale de gaz commercialisable au Canada serait exploitée entre 2017 et 2040¹⁶, laissant un important volume disponible pour l'exportation. Pour faciliter le transport du gaz naturel sur de longues distances et le rendre moins volumineux, il est possible de le liquéfier en le refroidissant à de très basses températures, générant ainsi du gaz naturel liquéfié (GNL).

Historiquement, le marché canadien du gaz naturel était étroitement lié à celui des États-Unis, où la majorité des surplus canadiens étaient exportés. En 2004, après plusieurs années de croissance, la production de gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien semblait vouloir stagner¹⁷, générant une incertitude quant à la capacité de l'industrie à maintenir son niveau de production pour les années à venir. Cette constatation a mené les États-Unis à envisager l'importation de gaz naturel sous forme liquéfiée, ce qui a encouragé le développement de projets d'installations d'importation de GNL au Canada. Le marché nord-américain du gaz naturel a par la suite connu de nombreux changements, notamment en raison de l'augmentation de la production de gaz naturel aux États-Unis par l'exploitation des gaz de schiste. Depuis 2005, une stabilité de la production de gaz naturel au Canada est observée, alors que celle des États-Unis a connu une croissance constante¹⁸. Les surplus de gaz naturel combinés à l'autonomie croissante des États-Unis face à l'importation canadienne ont contribué à renverser la tendance du marché vers de nouvelles opportunités d'exportation du GNL vers les marchés asiatiques et européens.

Processus d'exportation de GNL au Canada

L'exportation de GNL à partir du Canada nécessite l'octroi d'une licence délivrée par l'Office national de l'énergie (ONE), qui s'assure que les volumes à exporter ne nuisent pas à la consommation intérieure. Ces projets doivent également être soumis à des analyses environnementales et sont régis par différentes instances gouvernementales provinciales et fédérales en ce qui a trait notamment à la construction de nouveaux gazoducs et à l'exploitation d'une usine de liquéfaction de gaz naturel¹⁹.

Selon les données de l'ONE (voir Annexe 5), 29 licences d'exportation de GNL d'une durée de 20 ou 25 ans ont été délivrées depuis 2011 en lien avec 24 projets de développement d'installations de liquéfaction, d'entreposage et d'exportation de GNL situés au Canada. Parmi ceux-ci, 18 projets sont localisés sur la côte ouest-canadienne, principalement en raison de la proximité avec d'abondantes ressources en gaz naturel et de voies maritimes accessibles pour l'exportation vers l'Asie, l'un des principaux marchés pour le GNL. Trois promoteurs détenant une licence d'exportation ont également reçu une licence supplémentaire d'une durée de 40 ans, portant le total des licences

¹⁶ <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/index-fra.html>

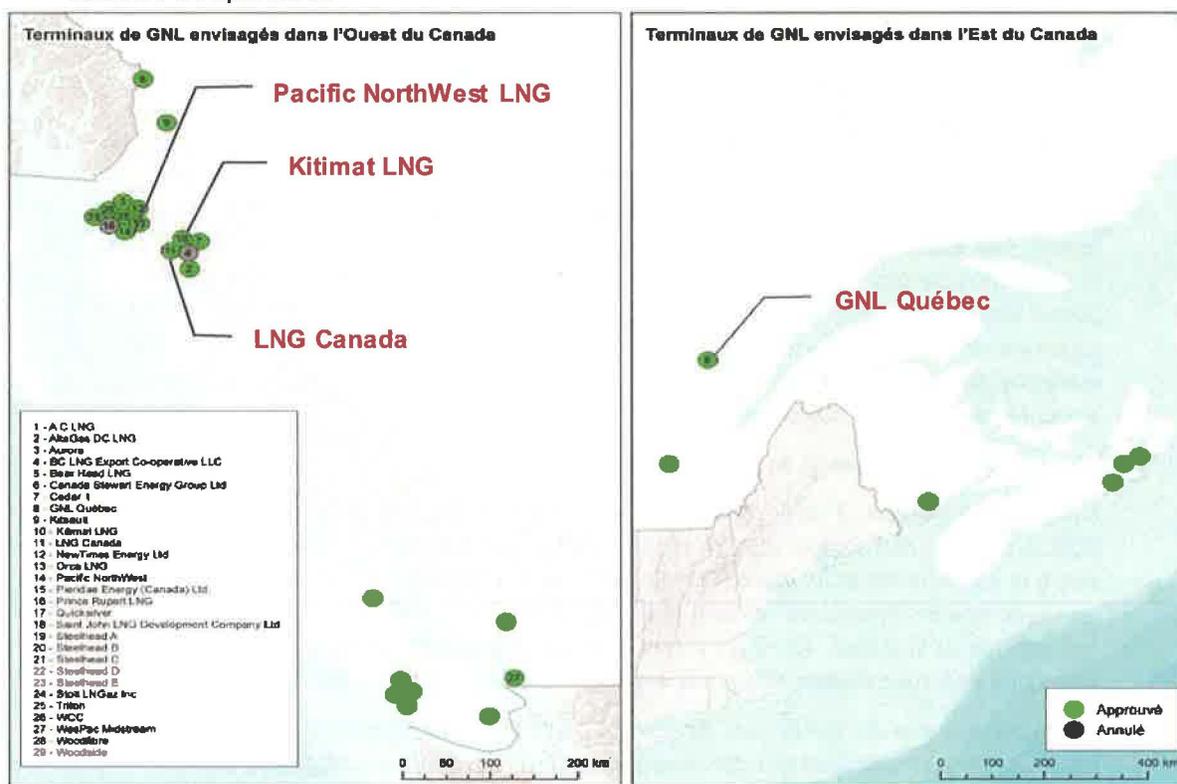
¹⁷ Ressources en gaz naturel classique au Canada, rapport de situation, évaluation du marché de l'énergie, avril 2004

¹⁸ <https://www.rncan.gc.ca/energie/faits/gaz-naturel/20078>

¹⁹ <https://www.rncan.gc.ca/energie/gaz-naturel/5684>

octroyées à 32. La majorité d'entre elles (62 %) ont été émises assez récemment, soit en 2016. Aujourd'hui, 21 projets sont toujours dits actifs bien que les opérations d'aucun d'entre eux n'aient encore débuté, notamment en raison de l'attente d'approbations gouvernementales, de permis, d'une entente d'approvisionnement en gaz naturel, de conditions de marché plus favorables ou d'une décision finale d'investissement. Jusqu'à tout récemment, le projet de Woodfibre LNG était le seul qui avait fait l'objet d'une décision d'investissement finale, et la construction des installations est en cours. LNG Canada a également annoncé une décision d'investissement finale en faveur du projet le 1^{er} octobre 2018. La figure suivante présente les projets de GNL envisagés sur les côtes est et ouest canadiennes. Les projets étudiés dans le benchmark y sont identifiés.

Figure 6 : Projets de GNL en développement au Canada et approbation des licences d'exportation



Source : Office national de l'énergie²⁰

Selon le ministère des Ressources naturelles du Canada²¹, le territoire canadien offre plusieurs avantages à positionner stratégiquement un projet de liquéfaction de gaz naturel :

- Le territoire regorge d'abondantes ressources de gaz naturel
- Le secteur du gaz naturel est bien établi au pays

²⁰ <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/stts/ctntrlg/rprt/2017Ingmrkt/cndslnglndscp-fra.html>

²¹ https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/pdf/Canadian%20LNG_f.pdf

- ↪ Le Canada exporte depuis longtemps du gaz naturel, et a développé une expertise et des infrastructures optimales supportées par des technologies de pointe
- ↪ Les projets de GNL au Canada sont situés plus près des principaux marchés comme l'Asie, l'Europe et l'Amérique du Sud par rapport aux autres installations nord-américaines
- ↪ Le gouvernement supporte activement les projets de GNL du Canada en fournissant un environnement concurrentiel en matière d'investissements, de taxes et d'impôts

Processus d'exportation de GNL aux États-Unis

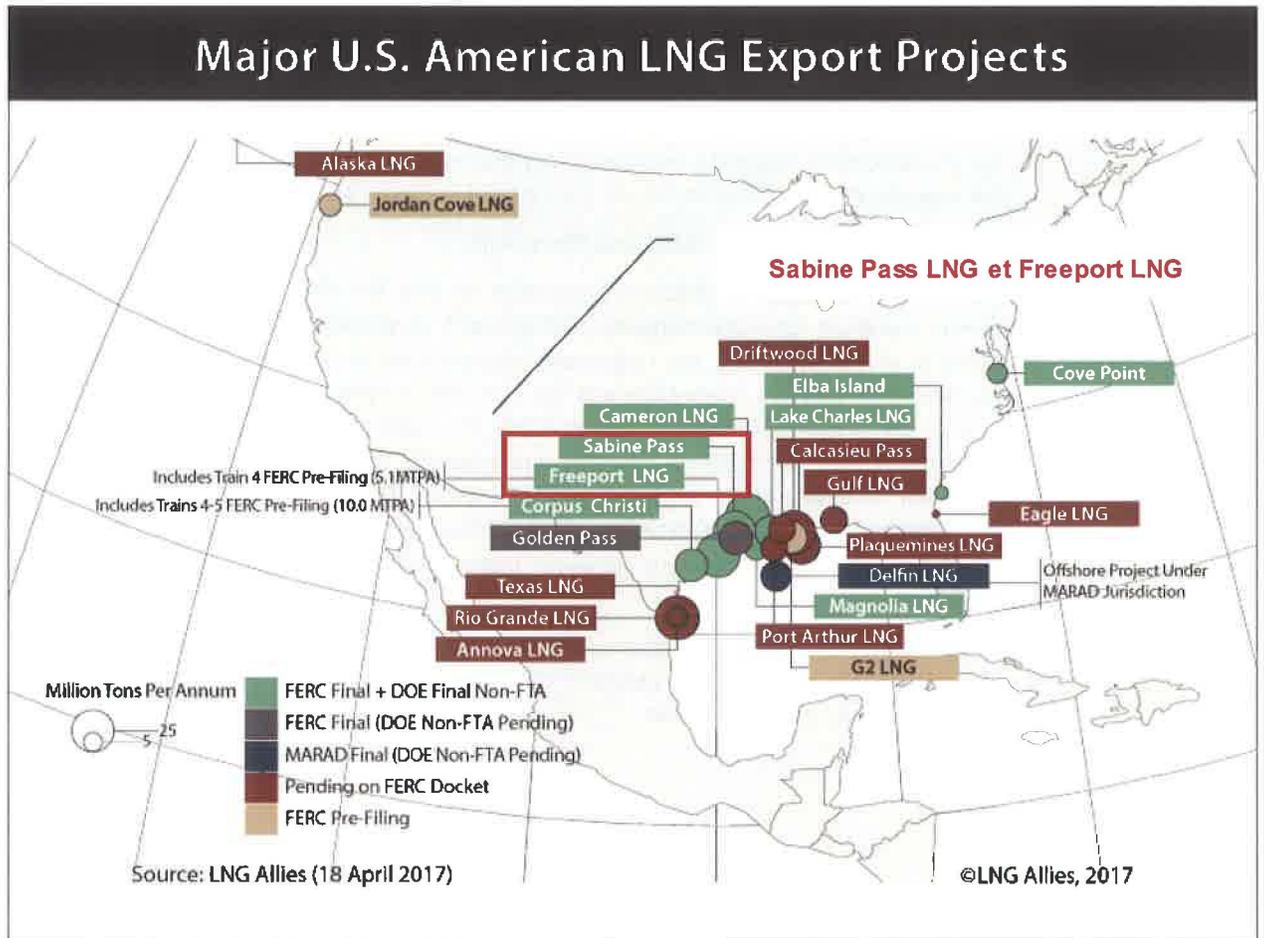
Tout comme au Canada, les projets d'exportation de GNL aux États-Unis sont régis par différentes instances gouvernementales. L'Équivalent américain de l'ONE, le *US Department of Energy* (DOE), est l'organisme responsable de l'octroi de licences d'exportation du GNL des États-Unis vers les marchés mondiaux. En date de juin 2018, près de 70 demandes ont été déposées au DOE afin d'obtenir une licence d'exportation à long terme du GNL, dont 29 ont déjà été approuvées²². La première licence d'exportation de GNL a été octroyée au projet de Sabine Pass en 2011, dont ont été issus les premiers volumes exportés des États-Unis vers les marchés mondiaux en 2016. En 2017, c'est plus de 700 milliards de pieds cubes de GNL qui ont été exportés par navires-citernes des États-Unis.

La carte ci-dessous présente un aperçu des projets de développement d'installations de liquéfaction de gaz naturel et d'exportation du GNL aux États-Unis²³. Les projets étudiés dans le benchmark y sont identifiés.

²² <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/08/f54/Summary%20of%20LNG%20Export%20Applications.pdf>

²³ <http://oginsights.blogspot.com/2018/01/us-lng-snapshot-of-where-things-stand.html>

Figure 7 : Projets de GNL en développement aux États-Unis



DOE : The U.S. Department of Energy; Non-FTA : for exporting to the non-free trade agreement (non-FTA) countries; Final rule : décision finale; FERC: Federal Energy Regulatory Commission

Enjeux et solutions

L'envergure des projets de GNL et leurs impacts sur plusieurs régions entraînent des enjeux en lien notamment avec l'environnement, la sécurité, la qualité de vie des populations touchées et la préservation du milieu et de la culture locale. Des solutions sont donc identifiées tôt dans le développement des projets afin d'adresser d'emblée ces enjeux et favoriser l'acceptation et le succès des projets. Le tableau suivant présente un aperçu des enjeux vécus par les projets comparables analysés, ainsi que les solutions suggérées pour adresser les problèmes potentiels.

Tableau 24 : Enjeux et solutions soulevés au sein des projets comparables

ENJEUX IDENTIFIÉS	EXEMPLES DE SOLUTIONS PROPOSÉES
Augmentation des émissions de gaz, incluant le CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Concevoir les installations en utilisant les meilleures technologies disponibles ↪ Répondre aux exigences réglementaires ↪ Adapter l'utilisation des véhicules pour réduire les émissions au minimum ↪ Utiliser des turbines les moins énergivores (ex: utiliser des moteurs électriques) ↪ Utiliser de l'énergie renouvelable comme source d'alimentation
Manque de main-d'œuvre qualifiée	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Investir dans la formation et dans les établissements d'enseignement ↪ Promouvoir les carrières en lien avec l'exploitation du gaz naturel liquéfié
Acceptation sociale du projet	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Rencontrer et échanger fréquemment avec la communauté, les groupes autochtones, le gouvernement, les groupes environnementaux et la communauté d'affaires
Pollution sonore	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Ajouter des silencieux sur certains appareils
Surutilisation des infrastructures et services régionaux	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Bâtir un village de travailleurs autosuffisant en soins médicaux, eau, eaux usées et transport ↪ Participer aux initiatives gouvernementales visant à planifier la croissance de la population et les besoins associés
Saturation de l'utilisation du transport	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Adapter les plages horaires d'opération du site et en informer les autorités ↪ Mettre en place un système de transport en commun pour les travailleurs
Protection de la culture autochtone	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Limiter les impacts sur la faune et la flore, les activités de pêche et de chasse ↪ Sensibiliser les employés à la culture autochtone ↪ Maintenir un dialogue avec les communautés locales durant la construction et l'exploitation de l'usine ↪ Recoloniser les milieux humides avec des plantes utilisées traditionnellement par les autochtones
Pollution visuelle	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Concevoir le site pour limiter la zone visible ↪ Conserver des arbres autour du site ↪ Replanter des arbres après la phase de construction
Conservation du patrimoine	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Investir dans les musées ↪ Identifier et contourner les sites archéologiques
Impacts sur le marché immobilier (accessibilité et prix)	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Travailler de concert avec des promoteurs immobiliers pour augmenter l'offre d'habitation ↪ Suivre les recommandations du plan de développement urbain de la région

ENJEUX IDENTIFIÉS	EXEMPLES DE SOLUTIONS PROPOSÉES
Altération de l'environnement (faune et flore)	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Impliquer le personnel de l'usine dans la collecte de déchets ↪ Identifier clairement les zones où la végétation doit être retirée pour la construction ↪ Replanter de la végétation après la phase de construction ↪ Prendre des mesures pour limiter la colonisation du milieu par des plantes non indigènes dans le but de conserver l'écosystème actuel ↪ Conserver une bande de végétation autour du site pour préserver les milieux humides ↪ Revitaliser ou recréer de nouveaux milieux humides pour compenser ceux affectés par le projet ↪ Adapter les travaux pour éviter de perturber les écosystèmes locaux ↪ Relocaliser certaines espèces dans des zones éloignées du site ↪ Financer des programmes de recherche sur les habitats aquatiques et terrestres locaux
Risque d'accident	<ul style="list-style-type: none"> ↪ Concevoir les installations et planifier les opérations pour limiter les sources potentielles de déversement et d'accidents ↪ Mettre en place plusieurs mesures de prévention et d'urgence ↪ Utiliser des matériaux ignifuges ↪ Communiquer la position et les horaires des embarcations



ANNEXE 5

**DEMANDES DE LICENCES D'EXPORTATION DE
GNL À L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE**



DEMANDES DE LICENCES D'EXPORTATION DE GNL À L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE²⁴

	SOCIÉTÉ	POINT(S) D'EXPORTATION	DATE DE DÉLIVRANCE DU PERMIS	PÉRIODE DE VALIDITÉ
1	A C LNG Inc.	Middle Melford (NE)	2016-05-27	25 ans
2	AltaGas DCLNG General Partner Inc.,	Kitimat (CB)	2016-05-27	25 ans
3	Aurora Liquefied Natural Gas Ltd.	Prince Rupert (CB)	2014-10-24	25 ans
4	BC LNG Export Cooperative LLC	Kitimat (CB)	2012-04-12	20 ans
5	Bear Head LNG Corporation	Point Tupper (NE)	2016-05-26	25 ans
6	Canada Stewart Energy Group Ltd.	Stewart (CB)	2016-05-27	25 ans
7	Cedar 1 LNG Export Ltd.	Kitimat (CB)	2016-05-27	25 ans
8	GNL Québec Inc.	Saguenay (QC)	2016-05-26	25 ans
9	Kitsault Energy Ltd.	Kitsault (CB)	2016-05-27	20 ans
10	KM LNG Operating General Partnership	Kitimat (CB)	2011-11-14	20 ans
11	LNG Canada Development Inc.	Kitimat (CB)	2013-02-28	25 ans
11	LNG Canada Development Inc.	Kitimat (CB)	2016-05-27	40 ans
12	New Times Energy Ltd	Prince Rupert (CB)	2016-05-27	25 ans
13	Orca LNG Ltd.	Prince Rupert (CB)	2016-05-26	25 ans
14	Pacific NorthWest LNG Ltd	Lelu (CB) Island	2014-03-31	25 ans
14	Pacific NorthWest LNG Ltd.	Lelu (CB) Island	2016-12-21	40 ans
15	Pieridae Energy (Canada) Ltd.	Goldboro (NE)	2016-05-26	20 ans
16	Prince Rupert LNG Exports Limited	Ridley Island (CB)	2014-03-31	25 ans
17	Quicksilver Resources Canada Inc / Rockyview Resources Inc	Campbell River (CB)	2016-05-26	25 ans
18	Saint John LNG Development Company Ltd.	Saint John (NB)	2016-05-27	25 ans
19	Steelhead LNG (A) Inc.	Mill Bay (CB)	2016-05-26	25 ans
20	Steelhead LNG (B) Inc.	Sarita Bay (CB)	2016-05-26	25 ans

²⁴ <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/lnxprt/cnc/index-fra.html#s1>

	SOCIÉTÉ	POINT(S) D'EXPORTATION	DATE DE DÉLIVRANCE DU PERMIS	PÉRIODE DE VALIDITÉ
21	Steelhead LNG (C) Inc.	Sarita Bay (CB)	2016-05-26	25 ans
22	Steelhead LNG (D) Inc.	Sarita Bay (CB)	2016-05-26	25 ans
23	Steelhead LNG (E) Inc.	Sarita Bay (CB)	2016-05-26	25 ans
24	Stolt LNGaz Inc.	Bécancour (QC)	2016-05-27	25 ans
25	Triton LNG Limited Partnership	Kitimat ou Prince Rupert (CB)	2014-10-24	25 ans
26	WCC LNG Ltd.	Kitimat ou Prince Rupert (CB)	2014-03-31	25 ans
26	WCC LNG Ltd.	Kitimat ou Prince Rupert (CB)	2016-10-26	40 ans
27	WesPac Midstream - Vancouver LLC	Delta (CB)	2016-05-26	25 ans
28	Woodfibre LNG Export Pte. Ltd.	Squamish (CB)	2014-03-31	25 ans
28	Woodfibre LNG Export Pte. Ltd.	Squamish (CB)	2017-04-06	40 ans
29	Woodside Energy Holdings Pty Ltd.	Prince Rupert (CB)	2015-05-12	25 ans

*Projets en gris annulés



ANNEXE 6

EFFETS INDUITS



EFFETS INDUITS DES PHASES DE CONSTRUCTION ET D'EXPLOITATION DU PROJET ÉNERGIE SAGUENAY

Les effets induits correspondent aux résultats découlant d'une dépense en biens et services engagée par un travailleur qui a bénéficié des impacts directs et indirects. Ces résultats proviennent du modèle de Statistiques Canada.

SIMULATIONS	EFFETS INDUITS	EMPLOIS INDUITS
	EN MILLIERS DE DOLLARS	EN ANNÉE-PERSONNE
Phase de construction		
Total sur une année moyenne	28 421	189
Total sur 4 ans	113 683	757
Phase d'exploitation		
Total sur une année moyenne	301 928	2 011
Total sur 25 ans	7 548 200	50 275

ANNEXE 2



NOTE TECHNIQUE

DESTINATAIRE(S) :	Monsieur Sylvain Ménard Directeur Environnement GNL Québec inc. – Projet Énergie Saguenay
EXPÉDITEUR :	Monsieur Marc Gauthier, biol. Ph.D., WSP Canada Inc.
OBJET :	Évaluation de l’empreinte et de l’exposition sonore résultant de divers scénarios de navigation d’un navire méthanier sur le Saguenay
N° DE PROJET :	161-00666-01
DATE :	13 octobre 2020

1. CONTEXTE ET OBJECTIF

Le projet Énergie Saguenay (le Projet) de GNL Québec inc. (GNLQ) vise à construire un complexe de liquéfaction, d’entreposage et de transbordement de gaz naturel dans le secteur de Grande-Anse dans le Saguenay. Ce projet induira un accroissement du trafic maritime dans le Saguenay, avec la venue de méthaniers pour l’exportation du gaz liquéfié. Par conséquent, GNL Québec cherche à réduire l’impact acoustique de ce trafic sur les bélugas, notamment dans deux zones particulièrement sensibles, soit le secteur de la baie Sainte-Marguerite et celui de l’embouchure du Saguenay (figure 1).

Pour réduire l’impact acoustique des méthaniers, GNLQ envisage de les faire naviguer à basse vitesse. Dans ce but, elle a fait réaliser, par le Centre de simulation et d’expertise maritime (CESM), des études sur la vitesse minimale à laquelle ces méthaniers pourraient naviguer en toute sécurité dans ces deux zones sensibles. Ces études ont simulé un certain nombre de scénarios avec diverses conditions de vent et de courants de marée (CESM, 2019).

L’objectif visé par la présente note technique est de représenter, pour divers scénarios de vitesse s’étant avérés concluants, l’empreinte sonore de méthaniers et l’exposition sonore qui en résulte pour le béluga, dans les secteurs sensibles de la baie Sainte-Marguerite et de l’embouchure du Saguenay.

2. MÉTHODOLOGIE

Les simulations acoustiques ont été produites à l’aide de Quonops©, un système opérationnel de surveillance et de prédiction du bruit anthropique en mer développé par Quiet-Oceans (Folegot, 2009). Le personnel de Quiet-Ocean, partenaire de WSP Canada Inc. (WSP) pour ce projet, s’est chargé de réaliser ces simulations et a produit un rapport (Clorennec & Folegot, 2019a, b, c). Les principales données d’entrée ont été tirées des simulations de navigation réalisées par le CESM en septembre 2018 et en mai-juin 2019 (CESM, 2019).

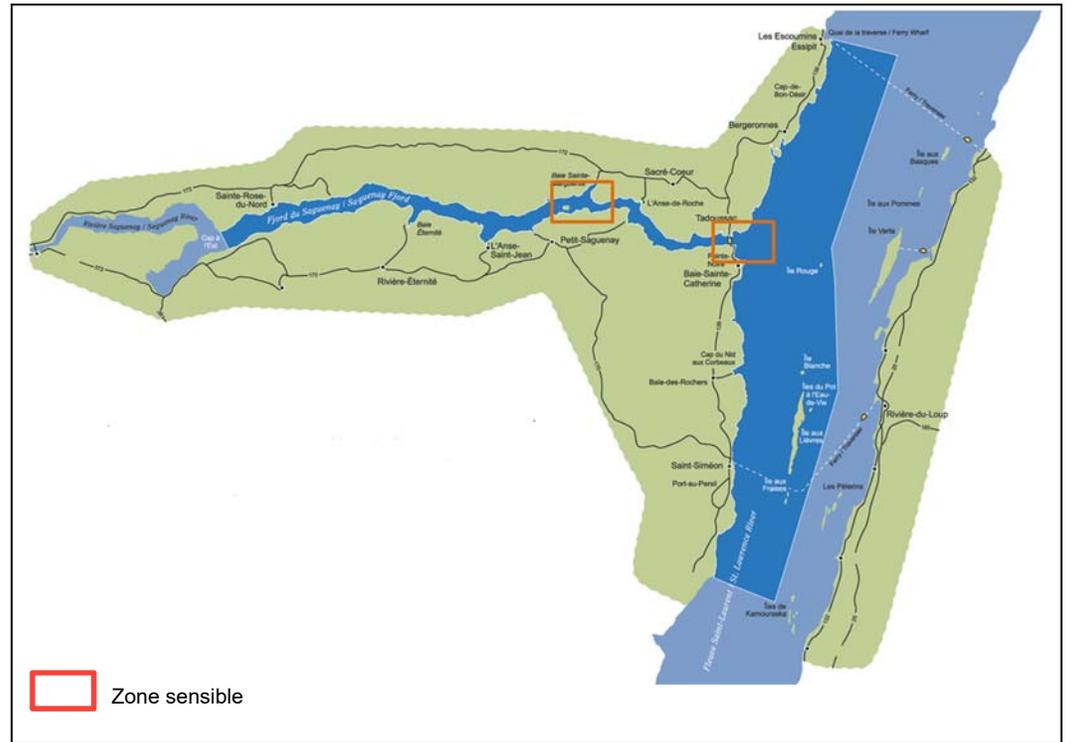


Figure 1 Zones particulièrement sensibles pour le béluga dans le fjord du Saguenay (Baie Sainte-Marguerite) et à son embouchure

L'approche utilisée repose sur trois étapes :

- L'établissement d'un modèle de source acoustique spécifique associé au navire méthanier, à partir des configurations et des scénarios opérationnels envisagés par GNLQ.
- L'établissement par modélisation des champs sonores des bruits des divers scénarios de navigation du navire méthanier, dans la gamme de sensibilité du béluga.
- La comparaison des niveaux de bruit aux seuils d'effets considérés pour le béluga (effets comportementaux et dommages physiologiques).

Scénarios modélisés

Le CESM a établi, en septembre 2018 et en mai et juin 2019, 27 configurations concluantes de navigation à basse vitesse pour un navire méthanier à l'embouchure du Saguenay et devant la baie Sainte-Marguerite (tableaux 1a et 1b). Pour chaque configuration testée, le navire méthanier suivait une trajectoire spécifique à une vitesse instantanée sur l'eau (SOW), dépendant de sa position et du courant. La première série de simulations s'est faite à une vitesse moyenne sur l'eau de 9,9 nœuds (min. : 7,5 nœuds; max. : 14,3 nœuds), alors que pour la seconde, la vitesse a été réduite à une moyenne de 6,7 nœuds (min. : 3,7 nœuds; max. : 10,9 nœuds). Notre hypothèse est que la diminution de la vitesse devrait entraîner une diminution du niveau sonore émis par le navire et une diminution de l'exposition sonore des bélugas.

Tableau 1a Synthèse des scénarios concluants de navigation modélisés par le CESM dans le cas d'un navire méthanier circulant à basse vitesse (série :1, septembre 2018)

Scénario	Zone	Courant	Direction	Vitesse médiane sur l'eau (SOW) (nœud)
01-1H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	14,3
03-1H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	7,45
05-1H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	8,75
07-1H	Embouchure	Jusant	Vers Saguenay	10
08-1H	Embouchure	Jusant	Vers Saint-Laurent	9,3
09-1H	Embouchure	Jusant	Vers Saint-Laurent	9,9
10-1H	Embouchure	Flot	Vers Saint-Laurent	10
12-1H	Baie Sainte-Marguerite	Flot	Vers Baie des Ha! Ha!	10
13-1H	Baie Sainte-Marguerite	Flot	Vers Baie des Ha! Ha!	10
14-1H	Baie Sainte-Marguerite	Jusant	Vers embouchure Saguenay	9,3
15-1H	Baie Sainte-Marguerite	Jusant	Vers embouchure Saguenay	9,7

Tableau 1b Synthèse des scénarios concluants de navigation modélisés par le CESM dans le cas d'un navire méthanier circulant à basse vitesse (série 2, mai-juin 2019)

Scénario	Zone	Courant	Direction	Vitesse médiane sur l'eau (SOW) (nœud)
01_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	9,7
02_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	7,7
03_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	7,5
04_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	7,6
05_2H	Embouchure	Jusant	Vers Saguenay	7,7
06_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	7,3
07_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	7,2
08_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	3,7
09_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	6,4
10_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	3,8
11_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	4,8
12_2H	Baie Sainte-Marguerite	Jusant	Vers Baie des Ha! Ha!	5,6
13_2H	Embouchure	Jusant	Vers Saint-Laurent	8,1
14_2H	Embouchure	Jusant	Vers Saint-Laurent	4,1
15_2H	Embouchure	Jusant	Vers Saint-Laurent	10,9
16_2H	Embouchure	Flot	Vers Saguenay	5,6

Paramètres de modélisation

Dans le cadre de cette analyse, le niveau sonore non impulsionnel des bateaux a été établi à l'échelle instantanée et, d'autre part, cumulé sur la durée des segments de navigation considérés. À titre d'exemple, la figure 2 illustre la navigation d'un navire pour deux configurations dans l'embouchure du Saguenay et devant la baie Sainte-Marguerite (respectivement scénarios 07_1H et 15_1H). La partie noire de la trajectoire correspond aux données fournies par le CESM et la partie rouge correspond à l'extrapolation nécessaire pour l'évaluation des niveaux sonores cumulés sur la durée de passage considérée. L'intervalle de temps entre deux positions successives est d'une minute.

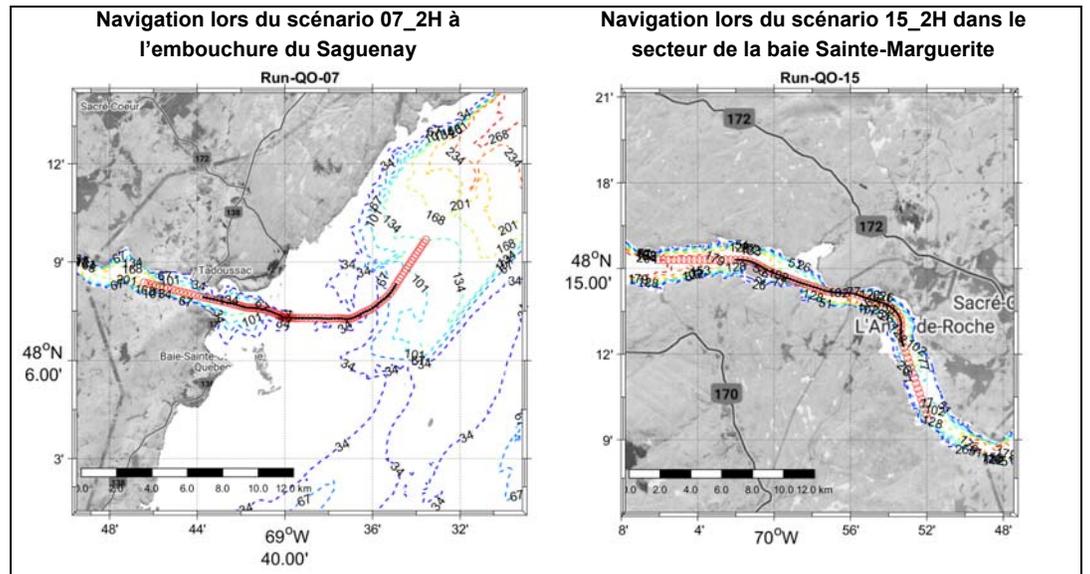


Figure 2 Parcours du navire méthanier pour deux des scénarios analysés (d'après données CSEMQ)

La plateforme de modélisation Quonops©, utilisée pour modéliser la propagation des bruits des navires, prend en compte l'essentiel des données qui conditionnent la propagation du bruit dans le milieu marin :

- les données environnementales, à savoir la bathymétrie, la nature des fonds, la température et la salinité de l'eau, le marnage et l'état de mer;
- les données anthropiques descriptives des activités humaines en mer qui introduisent de l'énergie sonore dans le milieu marin.

Les résultats présentés sous la forme de cartes sonores reflètent les caractéristiques propres de la propagation des bruits et des usages maritimes spécifiques au site étudié.

Données d'entrée

La modélisation nécessite les éléments suivants :

- l'environnement de propagation constitué de la bathymétrie, de la distribution saisonnière de la température et de la salinité en fonction de la position et de la profondeur, de la distribution des états de mer, le marnage et de la nature des sédiments;
- le niveau sonore du navire méthanier lors de la navigation.

Le tableau 2 résume les données environnementales utilisées pour la modélisation acoustique, leur origine et leur résolution spatiale et/ou temporelle.

Tableau 2 Synthèse des données environnementales utilisées pour la modélisation acoustique.

Type de données	Origine	Résolution spatiale	Résolution temporelle
Bathymétrie	MNT fourni par WSP	30 m	N/A
Sédimentologie	Données bibliographiques	uniformes	N/A
Pression/salinité/température	Copernicus Marine Environment Monitoring Service	5 minutes d'arc	24 heures
Rugosité de la surface de l'océan	Modèle WaveWatch3	30 minutes d'arc	1 heure

Bathymétrie

La propagation du son dans le milieu marin est très largement dépendante de la topographie du fond et de la nature des sédiments (Guisse & Sabathié, 1964). Plus la hauteur d'eau sera faible, moins la propagation du son sera favorable, et plus le fond sera dur, plus le bruit sera réverbéré par le fond. Dans l'embouchure du Saguenay (figure 3), une augmentation significative de la profondeur (~140 m) favorise la propagation des basses fréquences. Devant la baie Sainte-Marguerite (figure 4), la bathymétrie est globalement peu variable le long de la trajectoire du navire, avec uniquement un passage de 140 à 110 m de hauteur d'eau au droit de la baie.

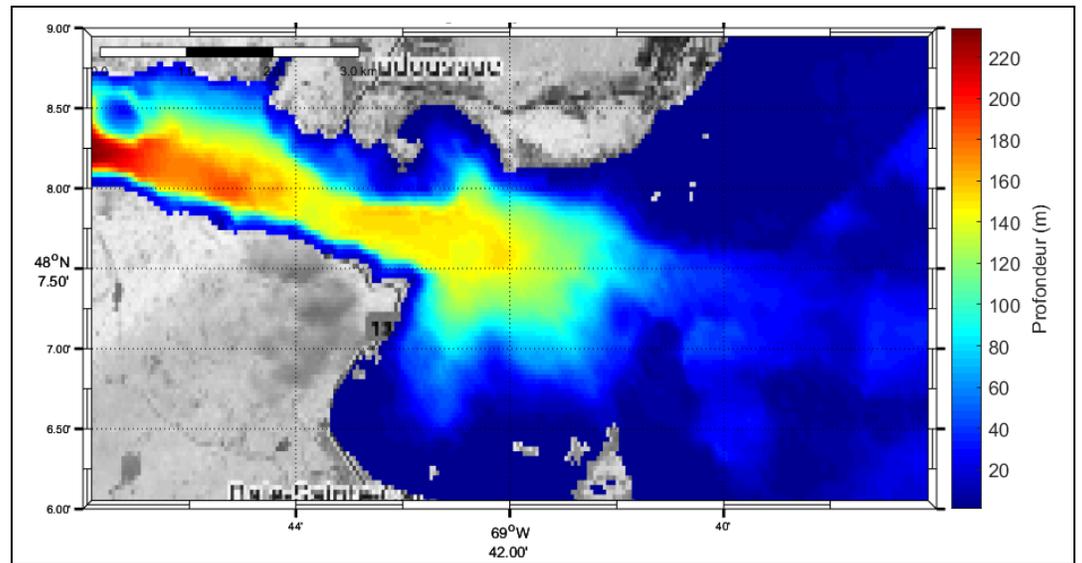


Figure 3 Bathymétrie utilisée pour la modélisation acoustique dans l'embouchure du Saguenay

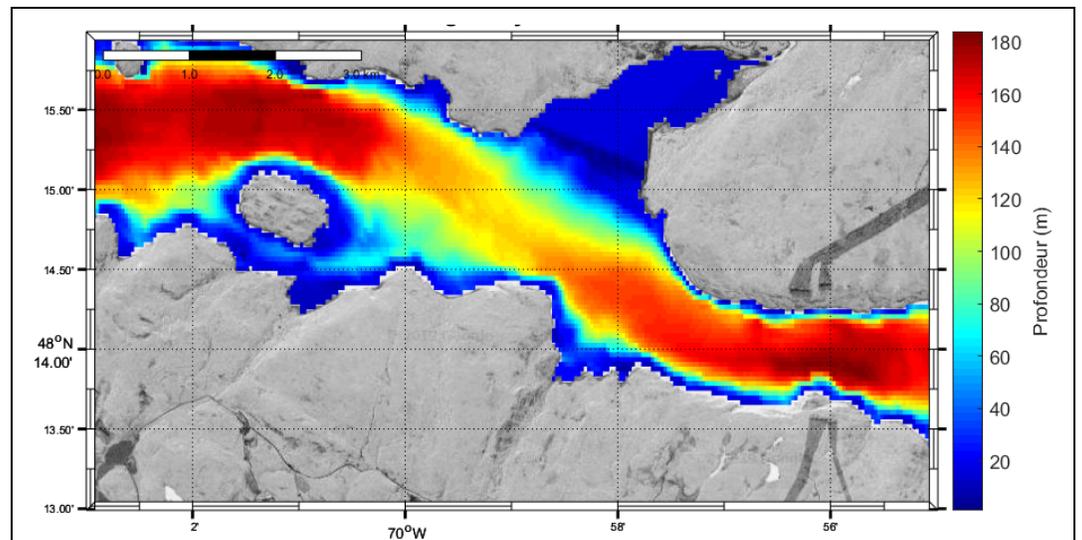


Figure 4 Bathymétrie utilisée pour la modélisation acoustique dans la baie Sainte-Marguerite

Océanographie

Les données statistiques océanographiques utilisées sont fournies par le service d'océanographie opérationnelle *Copernicus Marine Environment Monitoring Services* (CMEMS). Un exemple de situation de température de surface, au 30 juin 2018, fournie par CMEMS est illustré à la figure 5a. Un profil de célérité par jour est également utilisé pour la période considérée (figure 5b). Ces profils permettent de décrire la structure statistique de la colonne d'eau de façon représentative. Les profils verticaux mettent en évidence une variabilité importante dans la couche de surface (0-10 m) en fonction de la période. Le gradient le plus fort étant observé durant la saison estivale (mois d'août). À cette période, les rayons acoustiques sont orientés préférentiellement vers le fond.

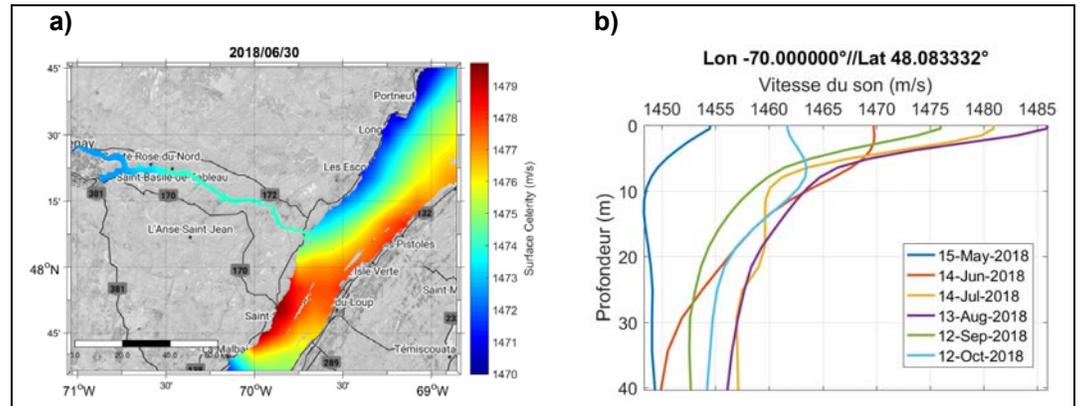


Figure 5 : a) : exemples de distribution de température de surface au 30 juin 2018 fournie par CMEMS.
b) : profils de célérité du son en fonction de la profondeur et du mois à proximité de l'embouchure du Saguenay.

Vague et houle

Les hauteurs significatives de vagues autour de la zone du projet sont issues du modèle de prédiction des vagues Wave Watch 3 (WW3) à la résolution de 30 minutes d'arc, toutes les heures pour toute l'année 2018. La figure 6 illustre l'évolution temporelle de cette donnée à proximité de l'embouchure du Saguenay. Les vagues influent d'une part sur le bruit ambiant naturel et d'autre part sur la propagation du son par les interactions entre les rayons acoustiques et cette rugosité de surface. Ces données sont intégrées dans le modèle de prédiction acoustique Quonops©.

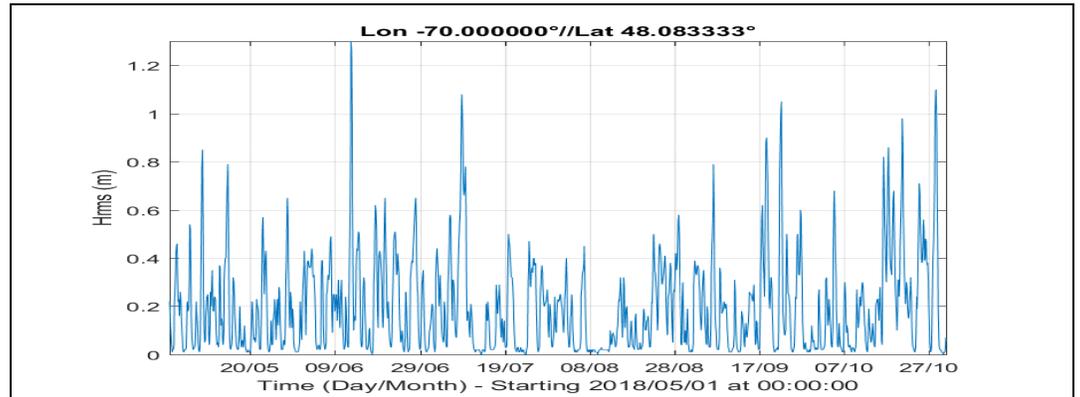


Figure 6 Évolution temporelle de la hauteur de vague (Hrms) à proximité de l'embouchure du Saguenay

Nature des fonds

La nature des fonds est établie à partir des données bibliographiques disponibles et extrapolée à l'ensemble de la zone d'étude (figure 7). À ce jour, il n'existe pas de couche décrivant spatialement la diversité sédimentaire dans le Saguenay et dans le Saint-Laurent. Pour les modélisations acoustiques, le fond est assimilable à du sable graveleux dont les caractéristiques géoacoustiques sont une densité de $1\,800\text{ kg/m}^3$, une vitesse longitudinale de $1\,800\text{ m/s}$ et une atténuation longitudinale de $0,8\text{ dB}/\lambda$.

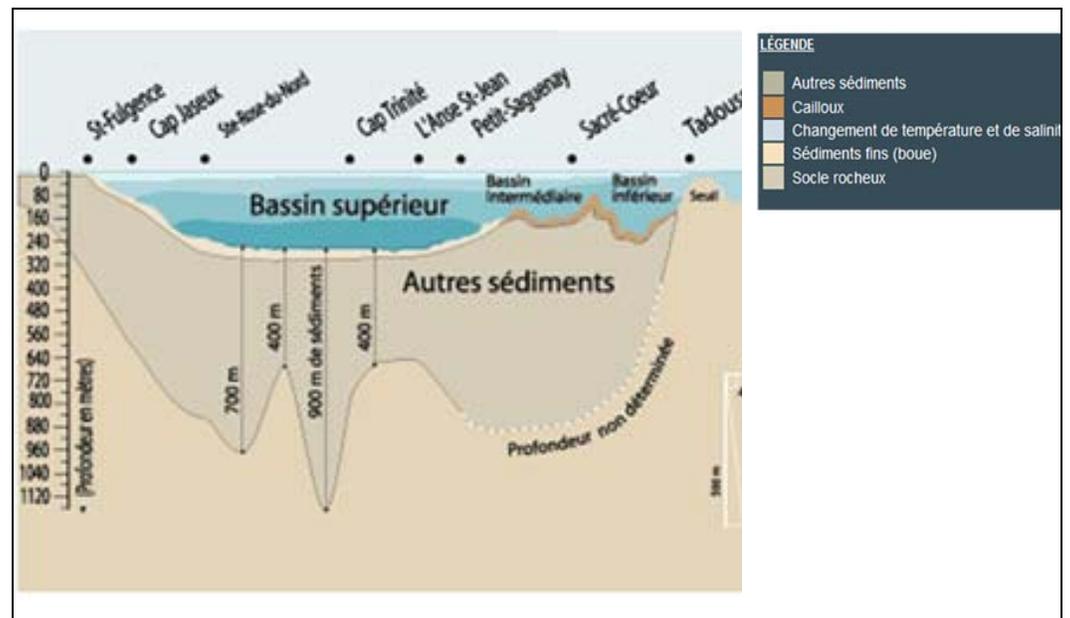


Figure 7 Profil sédimentologique dans le Saguenay (source : Musée du Fjord, 2002)

Bruit engendré par le navire méthanier

À partir des informations fournies par le CESM et des recherches bibliographiques, un modèle de bruit du navire méthanier a été établi dépendant de la classe du navire, de la longueur, de la vitesse et de la fréquence. Ce modèle se base principalement sur le modèle de bruit développé lors du projet AQUO et sur le retour d'expérience de ce type de navire (programme ECHO) (Audoly & Rizzuto, 2015; Rizzuto & Audoly, 2015; Schlesinger et coll., 2016).

La figure 8 illustre la variabilité du niveau sonore émis par le navire en fonction de la fréquence et de la vitesse par rapport à l'eau (SOW) dans le cas d'un navire méthanier d'une longueur de 300 m (Clouneec & Folegot, 2019c). Ce modèle spécifie également la profondeur de la source ponctuelle à 5,6 m. Pour les vitesses inférieures à 10 nœuds, le niveau large bande est de 182 dB re $1\mu\text{Pa}$. Pour les vitesses supérieures, le niveau large bande subit un accroissement proportionnel pouvant atteindre 191 dB re $1\mu\text{Pa}$ à la vitesse de 18 nœuds.

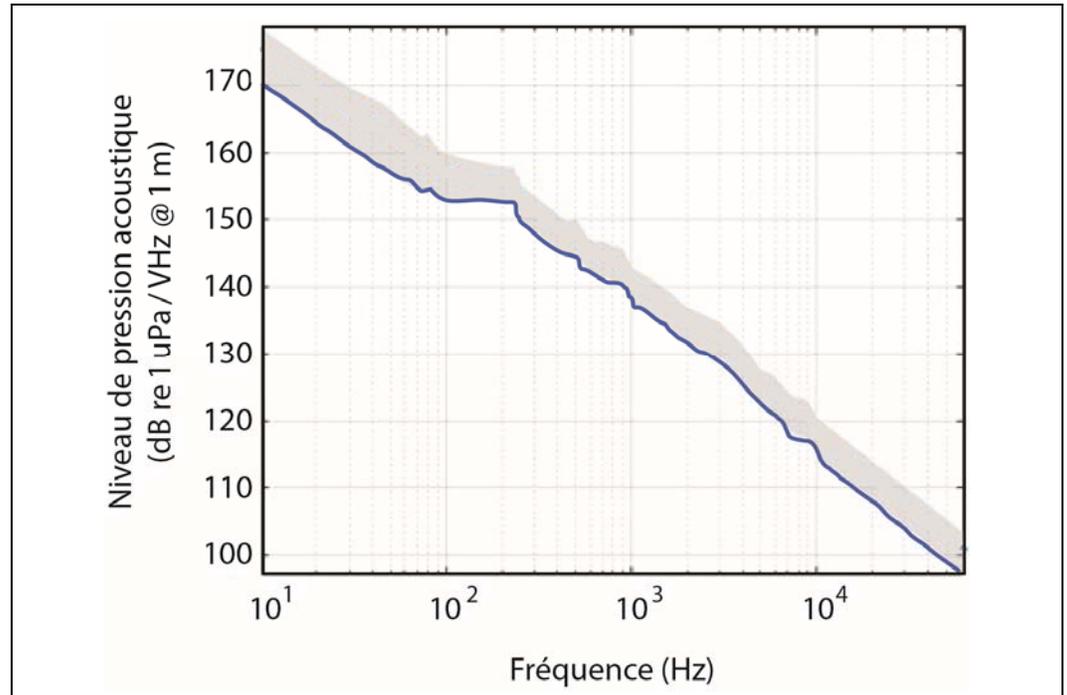


Figure 8 Niveau sonore du navire méthanier utilisé dans l'étude d'impact en fonction de la fréquence et variabilité en fonction de la vitesse. La courbe bleue correspond au gabarit à 10 nœuds. La zone grisée représente les gabarits entre 10 et 17 nœuds (Clorennec & Folegot, 2019c).

3. RÉSULTATS

Procédé

Pour chaque configuration de navigation modélisée, pour chaque position du navire durant son déplacement et pour chaque tiers d'octave dans la bande d'émission des sources acoustiques (entre 20 Hz et 150 kHz), une modélisation 3D du champ sonore a été réalisée. Noter que compte tenu de la proximité du remorqueur (30 m) dans les scénarios qui en impliquaient la présence, il a été évalué que le bruit de ce dernier était masqué par celui du navire méthanier, dans la mesure où le remorqueur est tracté par le navire et qu'il opère à basse puissance.

Le niveau sonore large bande correspond à la sommation de toutes les bandes de fréquences associées à une situation de navigation. Le niveau sonore instantané, ou cumulé sur l'ensemble de la navigation, a été comparé aux seuils d'effets décrits plus loin, afin d'estimer les risques potentiels pour le béluga. Ces risques sont exprimés soit par des distances, des surfaces ou des durées.

Paramètres biologiques

Zones de concentration du béluga

Afin d'établir le degré d'exposition du béluga au bruit généré par le passage d'un navire, nous avons défini deux zones de haute concentration à l'intérieur de nos deux secteurs d'intérêt, à savoir l'embouchure du Saguenay et la baie Sainte-Marguerite.

Bien que l'habitat essentiel de la population du béluga du Saint-Laurent couvre ces deux secteurs d'une rive à l'autre du Saguenay et qu'un béluga est susceptible de s'y retrouver en tout point et à toute profondeur, nous devons établir, pour les fins des calculs d'exposition sonore, des points récepteurs déterminés où le béluga peut se trouver au moment du passage d'un navire. Par exemple, nous aurions pu choisir un point central le long du parcours du navire, en coordonnées géographiques et en profondeur, afin d'y évaluer l'exposition au bruit d'un béluga qui s'y maintiendrait immobile pour toute la durée du passage de ce navire. De façon plus réaliste, nous avons plutôt choisi d'établir deux polygones de fortes probabilités de présence, basés sur les zones de concentration établies dans le parc marin du Saguenay (Conversano et coll., 2017). Nous avons établi l'exposition sonore non pas d'un béluga particulier en position fixe, mais plutôt pour ces deux zones documentées de haute concentration du béluga le long des parcours simulés. Celles-ci apparaissent sur les cartes présentées plus loin.

Sensibilité auditive et effets du bruit chez le béluga

Du point de vue bioacoustique, les bélugas appartiennent à la classe d'audition « moyenne fréquence ». Le tableau 3 résume les seuils d'effets utilisés pour établir les risques potentiels de leur exposition au bruit des navires. La figure 9 illustre, pour sa part, la fonction de pondération (inverse de l'audiogramme) utilisée pour les cétacés de la classe moyenne fréquence, selon les recommandations du *National Marine Fisheries Service* (NMFS, 2016).

Tableau 3 **Seuils d'effets physiologiques et comportementaux du bruit sur les mammifères marins**

Niveau d'effet	Unité de mesure	Seuil	Référence
Domage permanent (PTS)	SEL pondéré et cumulé sur 24 heures	198 dB re 1 $\mu\text{Pa}^2\text{s}$	(NMFS, 2016)
Domage temporaire (TTS)	SEL pondéré et cumulé sur 24 heures	178 dB re 1 $\mu\text{Pa}^2\text{s}$	(NMFS, 2016)
Dérangement comportemental (BDT) pour source non impulsive	SPL rms	120 dB re 1 μPa	(NMFS, 2016)

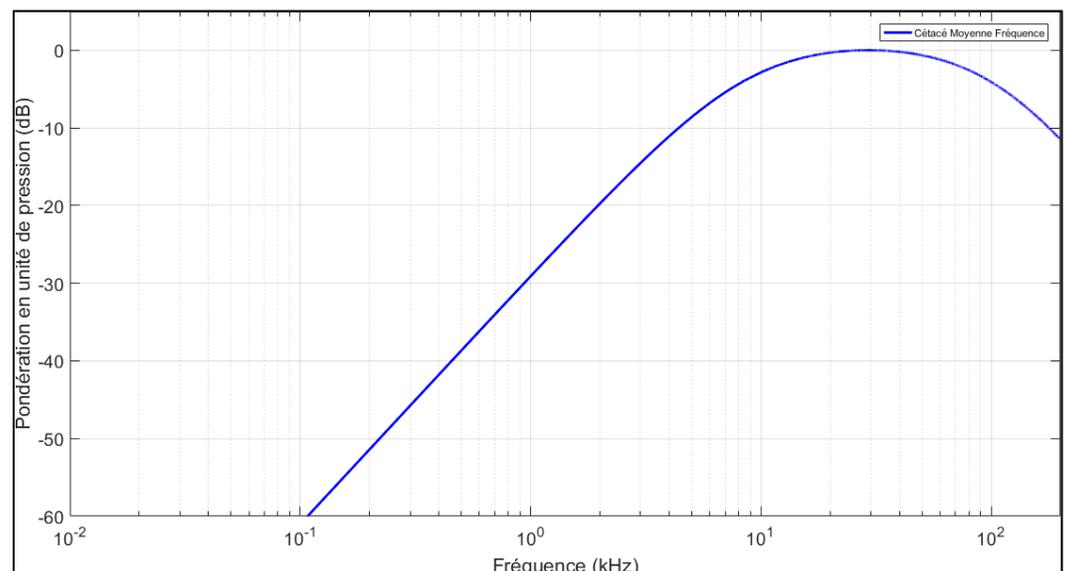


Figure 9 **Fonction de pondération des cétacés de la classe moyenne fréquence (NMFS, 2016)**

Description et illustration des résultats selon les divers scénarios de navigation

Pour chaque configuration de navigation évaluée, dans l’embouchure du Saguenay ou devant la baie Sainte-Marguerite, les niveaux sonores large bande instantané et cumulé ont été comparés, à l’égard des zones de haute concentration du béluga, aux seuils d’effets décrits précédemment.

Comme entrée en matière, la figure 10 illustre le résultat obtenu dans le cas spécifique du scénario 07_1H, qui simule l’entrée d’un navire méthanier dans le Saguenay. La cartographie donne le niveau sonore large bande cumulé sur l’ensemble du segment de navigation modélisé, exprimé en dB re 1 $\mu\text{Pa}^2\text{s}$. Le cadre noir délimite la zone de haute concentration du béluga considérée pour le calcul de l’exposition sonore.

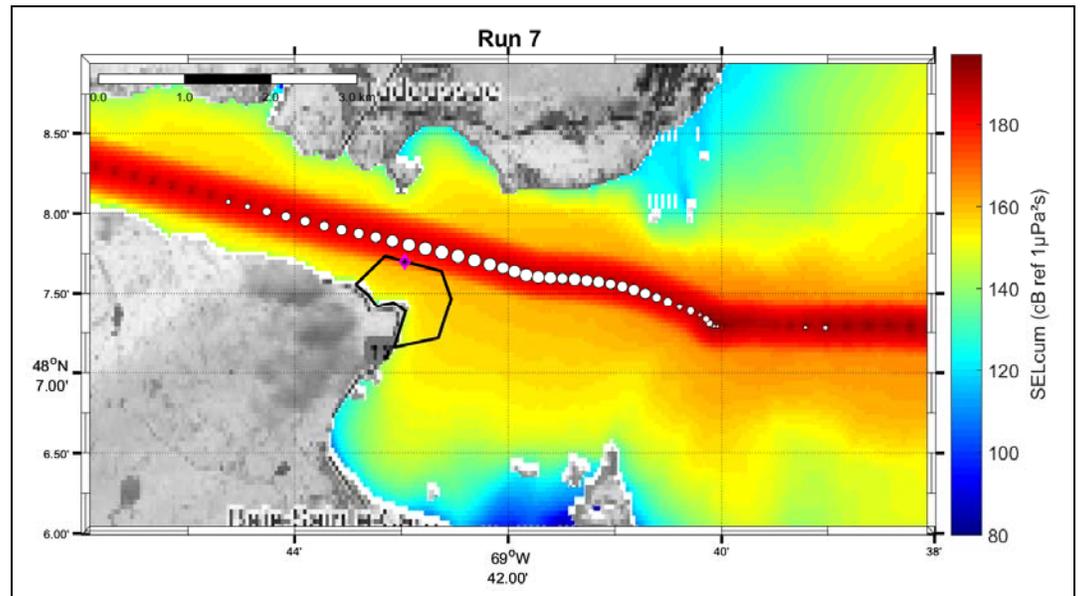


Figure 10 Niveau sonore large bande cumulé (en dB re 1 $\mu\text{Pa}^2\text{s}$) sur l’ensemble de la navigation pour le scénario 07_1H (entrée d’un navire méthanier dans le Saguenay). Le cadre noir représente la zone de haute concentration du béluga, les points blancs indiquent les positions induisant un dérangement comportemental et le point mauve identifie la zone la plus affectée par le passage du navire dans l’habitat du béluga.

Pour chaque scénario, une cartographie similaire du niveau sonore large bande cumulé a été établie en tenant compte de la fonction de pondération de la classe moyenne fréquence à laquelle appartient le béluga. Pour ce scénario comme pour tous les autres considérés, au regard des seuils d’effets physiologiques (PTS et TTS), à aucun moment un béluga se situant dans l’embouchure du Saguenay ou à la baie Sainte-Marguerite ne subirait un dommage physiologique permanent (PTS) ou temporaire (TTS).

Par contre, au regard du seuil instantané de 120 dB re 1 μPa , une modification du comportement (BDT) est possible à certaines positions du navire, pour les bélugas qui se trouveraient dans les zones de haute concentration considérées. La figure 10 illustre, par des cercles blancs, les positions du navire pour lesquelles le dépassement du seuil est atteint dans la zone de haute concentration la plus proche. La taille du cercle blanc symbolise la proportion de l’aire impactée dans la zone de haute concentration.

Dans cette zone, le point mauve identifie la zone plus bruyante par accumulation du niveau sonore sur l'ensemble de la trajectoire du navire. Ce point se situe couramment en bordure de la zone et à l'emplacement du minimum de distance entre celle-ci et la trajectoire du navire.

La figure 10 met aussi en évidence les périodes de dépassement instantané des seuils de modification du comportement en fonction de la navigation au point géographique subissant l'accumulation sonore la plus importante. Dans le cas du scénario 07_1H (entrée d'un navire méthanier dans le Saguenay), le dépassement du seuil de 120 dB re 1 μ Pa est effectif dans la zone de haute concentration du béluga à partir de 42 minutes de navigation et jusqu'à 96 minutes. Connaissant les positions du navire associées à ces temps, la longueur cumulée de navigation induisant ce dépassement a été quantifiée.

En complément, la figure 11 illustre le pourcentage de l'aire de haute concentration du béluga subissant un dépassement instantané du seuil de modification du comportement en fonction de la navigation du méthanier. Cette courbe permet d'extraire la durée de dépassement et, d'autre part, de quantifier l'étendue spatiale de ce dépassement. Pour ce scénario, aux distances les plus courtes séparant le navire de la zone de haute concentration de bélugas, le dépassement occupe jusqu'à 90 % de la zone.

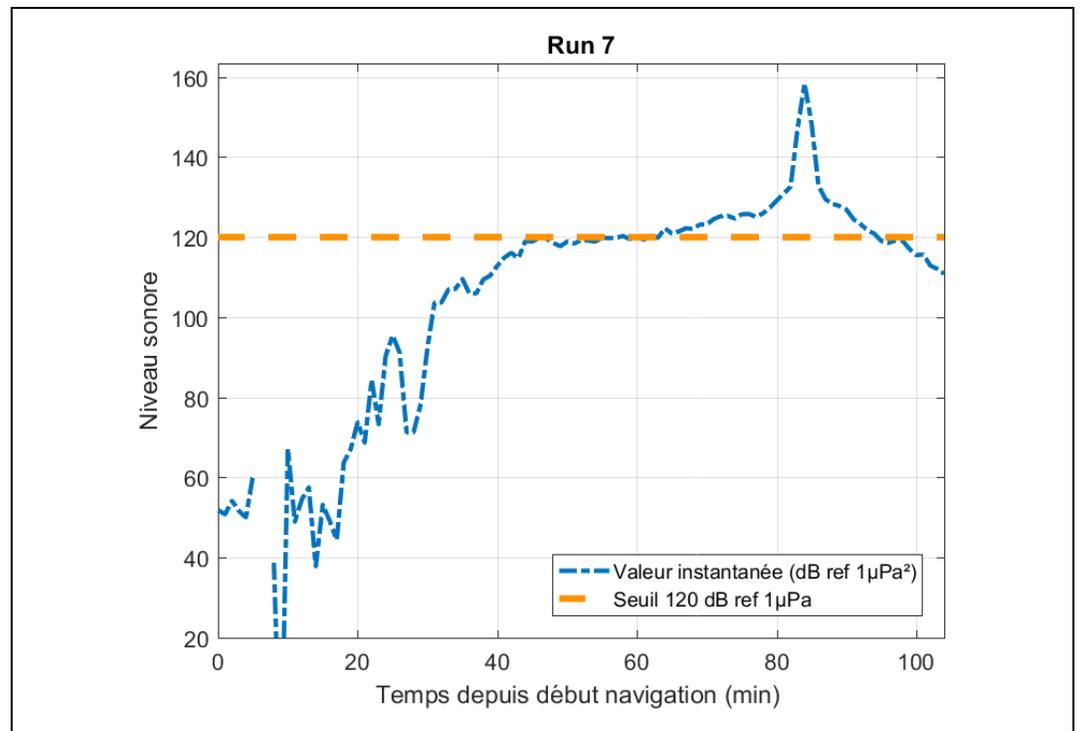


Figure 11 Dépassement du niveau sonore instantané dans la zone de haute concentration du béluga au cours de la navigation

La même procédure d'analyse a été effectuée pour chaque configuration de navigation. La synthèse des résultats est présentée dans le paragraphe suivant et l'ensemble des cartographies est disponible en annexe.

Synthèse pour l'ensemble des configurations de navigation modélisées.

À partir de résultats obtenus pour chaque configuration de navigation concluante réalisée par le CESH, une synthèse des distances et des durées cumulées de navigation permet une comparaison des divers scénarios relativement à la zone de haute concentration du béluga considérée pour chaque secteur (embouchure du Saguenay ou baie Sainte-Marguerite).

Le tableau 4a résume, pour l'ensemble des scénarios initialement évalués, à une vitesse moyenne d'environ 10 nœuds (série 1), la fraction de navigation pouvant induire un effet comportemental, ainsi que la portion de l'aire de haute concentration de bélugas subissant un dépassement à un instant, la durée cumulée de navigation induisant un dépassement et la durée cumulée de navigation induisant un dépassement sur une surface d'au moins 50 % de la zone considérée.

Tableau 4a Synthèse du dépassement du seuil de dérangement de 120 dB re 1 µPa (scénarios de septembre 2018).

Scénario	Zone	Direction	Distance cumulée induisant un dépassement dans l'habitat (km)	Pourcentage maximum de l'habitat subissant un dépassement	Durée cumulée induisant un dépassement dans l'habitat (min)	Durée cumulée induisant un dépassement sur 50 % de l'habitat (min)
01_1H	Embouchure	Vers le Saguenay	8,9	94 %	18	17
03_1H	Embouchure	Vers le Saguenay	6,8	91 %	33	25
05_1H	Embouchure	Vers le Saguenay	6,6	91 %	28	21
07_1H	Embouchure	Vers le Saguenay	8,3	91 %	54	30
08_1H	Embouchure	Vers le Saint-Laurent	6,8	87 %	21	16
09_1H	Embouchure	Vers le Saint-Laurent	6,7	90 %	20	15
10_1H	Embouchure	Vers le Saint-Laurent	5,8	87 %	41	36
12_1H	Baie Sainte-Marguerite	Vers l'amont	5,6	76 %	22	11
13_1H	Baie Sainte-Marguerite	Vers l'amont	4,4	83 %	19	11
14_1H	Baie Sainte-Marguerite	Vers l'aval	5,4	76 %	24	11
15_1H	Baie Sainte-Marguerite	Vers l'aval	4,9	81 %	21	11

Pour ces configurations modélisées à une vitesse moyenne d'environ 10 nœuds, un risque de modification du comportement du béluga apparaît dans les zones de haute concentration considérées sur une durée et une superficie variables. Dans la zone de l'embouchure, les scénarios 1_1H, 8_1H et 9_1H mettent en évidence les durées cumulées de navigation les plus courtes (~20 min) pouvant induire un dérangement du béluga. À la baie Sainte-Marguerite, les scénarios 13_1H et 15_1H entraînent une limitation de la distance cumulée de navigation impactante (entre 4,4 et 4,9 km) et une légère diminution de la durée cumulée (~20 min).

Pour certaines positions du navire durant la navigation, le risque de modification du comportement est susceptible d'affecter jusqu'à 94 % de la surface de la zone de haute concentration considérée. Durant la navigation, au moins 50 % de la surface de la zone de haute concentration du béluga est affectée par le bruit du navire, pour une durée de 15 à 30 minutes en fonction du scénario de navigation choisi dans la zone de l'embouchure et de l'ordre de 11 minutes dans le secteur de la baie Sainte-Marguerite.

Dans la zone de l'embouchure, les scénarios de navigation 01_1H, 08_1H et 09_1H engendrent des risques moins importants en termes de durée ou de surface affectée. Dans le secteur de la baie Sainte-Marguerite, les scénarios de navigation 13_1H et 15_1H révèlent des distances de navigation moins étendues susceptibles d'engendrer une modification du comportement des bélugas dans la zone de haute concentration considérée.

Pour ces simulations à une vitesse moyenne d'environ 10 nœuds, les scénarios de navigation les moins dérangeants pour le béluga correspondent à la marée montante pour la remontée du Saguenay et à la marée descendante pour le retour vers le Saint-Laurent. Les vitesses médianes de ces scénarios se situent toutes légèrement sous les 10 nœuds, sauf pour l'entrée dans l'embouchure du Saguenay, où la vitesse médiane enregistrée dépasse les 14 nœuds. Les résultats graphiques de tous les scénarios modélisés à ces vitesses (série 1) sont présentés en annexe 1.

Le tableau 4b résume les mêmes paramètres pour l'ensemble des scénarios concluants simulés par le CESM (série 2) pour le navire méthanier à vitesse plus lente (moyenne de 6,7 nœuds). Noter que pour tous les scénarios modélisés, au regard des seuils d'effets physiologiques (PTS et TTS), à aucun moment un béluga se situant dans l'embouchure du Saguenay ou à la baie Sainte-Marguerite ne subirait un dommage physiologique permanent (PTS) ou temporaire (TTS) dû au passage d'un méthanier à ces vitesses. Cependant, un risque de modification du comportement du béluga apparaît dans les zones de haute concentration considérées, sur une durée et une superficie variables et ce, indépendamment du site (embouchure et baie Sainte-Marguerite). Les résultats graphiques de tous les scénarios modélisés à ces vitesses (série 2) sont présentés en annexe 2.

Tableau 4b Synthèse du dépassement du seuil de dérangement de 120 dB re 1 µPa (scénarios de mai-juin 2019)

Scénario	Zone	Direction	Distance cumulée induisant un dépassement dans l'habitat (km)	Pourcentage maximum de l'habitat subissant un dépassement	Durée cumulée induisant un dépassement dans l'habitat (min)	Durée cumulée induisant un dépassement sur 50 % de l'habitat (min)
01_2H	Embouchure	Vers l'amont	6,7	88 %	21	15
02_2H	Embouchure	Vers l'amont	6,5	87 %	32	25
03_2H	Embouchure	Vers l'amont	6,5	89 %	31	25
04_2H	Embouchure	Vers l'amont	5,7	88 %	27	25
05_2H	Embouchure	Vers l'amont	5,5	91 %	33	31
06_2H	Embouchure	Vers l'amont	6,8	88 %	31	33
07_2H	Embouchure	Vers l'amont	6,9	89 %	22	31
08_2H	Embouchure	Vers l'amont	3,2	88 %	45	38
09_2H	Embouchure	Vers l'amont	7,1	88 %	48	36
10_2H	Embouchure	Vers l'amont	5,8	89 %	71	62
11_2H	Embouchure	Vers l'amont	6,3	91 %	52	39
12_2H	Baie Sainte-Marguerite	Vers l'amont	5,4	71 %	35	13

Scénario	Zone	Direction	Distance cumulée induisant un dépassement dans l'habitat (km)	Pourcentage maximum de l'habitat subissant un dépassement	Durée cumulée induisant un dépassement dans l'habitat (min)	Durée cumulée induisant un dépassement sur 50 % de l'habitat (min)
13_2H	Embouchure	Vers l'aval	6,9	91 %	19	14
14_2H	Embouchure	Vers l'aval	11,2	88 %	37	24
15_2H	Embouchure	Vers l'aval	11,2	97 %	46	18
16_2H	Embouchure	Vers l'amont	2,6	86 %	30	29

La diminution de la vitesse de passage du navire méthanier, d'une moyenne de 9,9 nœuds (série 1) à une moyenne de 6,7 nœuds (série 2), engendre, pour certaines configurations dans le secteur de l'embouchure (Scénarios 16_2H, 08_2H, 05_2H, 04_2H et 10_2H), une diminution (~15 %) de la distance cumulée pouvant induire une modification de comportement dans la zone de haute concentration du béluga considérée.

Cependant, étant donné la diminution de la vitesse du navire, la durée cumulée induisant un dépassement du seuil d'effet comportemental subit une augmentation dans la plupart des scénarios.

4. CONCLUSION

L'objectif de cette analyse sur le bruit de navigation était d'évaluer dans quelle mesure le comportement du béluga pourrait être affecté par le bruit provenant du passage d'un méthanier circulant à basse vitesse dans la rivière Saguenay. Le modèle acoustique de propagation Quonops a été utilisé pour prédire les niveaux de bruit engendré par ce navire lors de sa circulation dans le Saguenay, selon les différentes trajectoires et scénarios de vitesse modélisés par le CESM.

Les modélisations réalisées permettent d'estimer les positions du navire engendrant un dépassement du seuil d'effets comportementaux dans les zones de haute concentration du béluga considérées (partie sud de l'embouchure du Saguenay et baie Sainte-Marguerite. À titre conservateur, les résultats ont été obtenus sur les niveaux sonores maximum perçus dans la colonne d'eau, car le béluga peut se situer à toute profondeur au moment du passage du navire. La vitesse de circulation instantanée (SOW) du navire provient des modélisations effectuées le CESM et tient compte du courant sur le site.

Les résultats des simulations montrent une absence de risques d'effets physiologiques (temporaire et permanent) sur le béluga, quelle que soit la configuration de navigation choisie et quelle que soit la position de l'animal dans la zone d'étude. Par contre, toutes les configurations de navigation engendrent un risque de modification du comportement dans les zones de haute concentration du béluga considérées. La durée et l'étendue de ce risque sont dépendantes de la trajectoire du navire et de sa vitesse instantanée. Selon la vitesse du navire et les conditions de navigation simulées, la portion de navigation susceptible d'entraîner des modifications comportementales s'étend entre 2,6 et 11,2 km dans l'embouchure du Saguenay (de 18 à 71 minutes en termes de durée cumulée) et de 4,4 à 5,6 km dans le secteur de la baie Sainte-Marguerite (de 19 à 35 minutes en termes de durée cumulée).

Les scénarios visant une réduction de vitesse engendrent, pour certains scénarios de navigation, une diminution (~15 %) de la distance cumulée pouvant induire une modification de comportement dans les zones de haute concentration du béluga considérées. Étant donné la diminution de la vitesse du navire toutefois, la durée cumulée induisant un dépassement du seuil d'effets comportementaux subit une augmentation pour la plupart des scénarios.

Ces constats découlent en partie du fait que, bien que l'empreinte sonore modélisée pour un navire méthanier prédise une émission sonore décroissante entre 17 et 10 nœuds, les données disponibles ne permettent pas de prédire la réduction du bruit attendue à des vitesses inférieures à 10 nœuds. Les données à cet égard devront donc être obtenues par le biais de mesures *in situ*. Le cas échéant, si les vitesses de navigation inférieures se traduisent par une baisse supplémentaire de l'empreinte sonore, combinée à la contribution escomptée des mesures de réduction sonore intégrées aux navires, il est fort probable que la distance et la durée induisant un dépassement du seuil d'effet comportemental seront inférieures aux résultats présentés ici.

Préparé par :

Marc Gauthier
Directeur de projet



MG/NF/lp

p. j. Annexes

RÉFÉRENCES

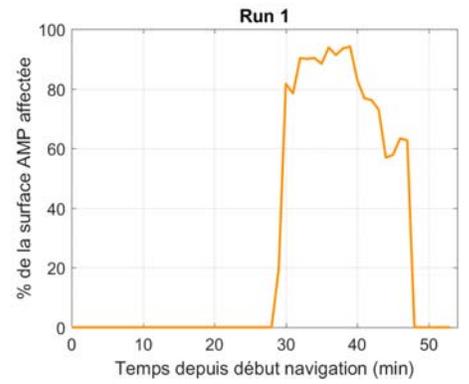
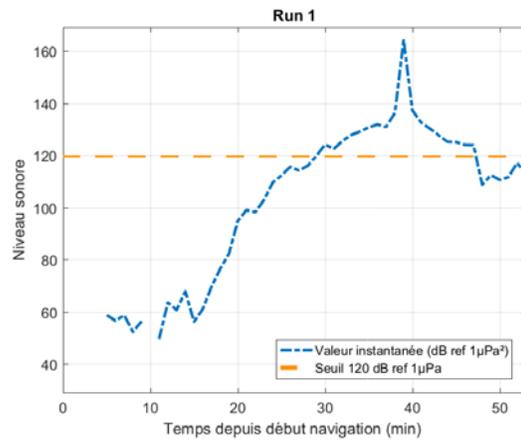
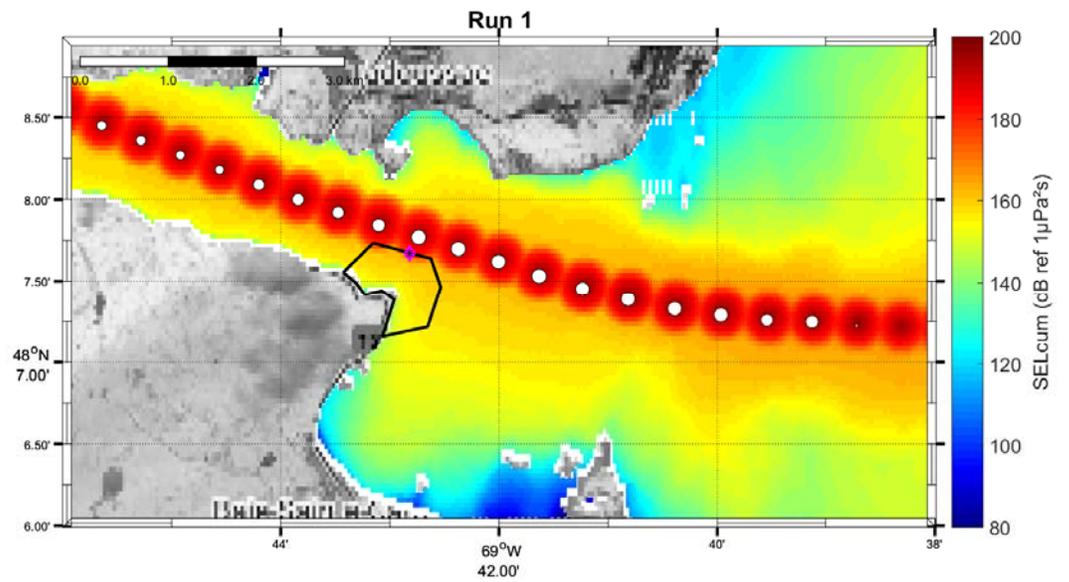
- Audoly, C., & Rizzuto, E. 2015. Ship Underwater Radiated Noise Patterns (AQUO project Task T2.1). Quiet-Oceans, Brest, France.
- Centre de simulation et d'expertise maritime (CESM). 2019. GNL Québec – Énergie Saguenay : Étude réalisée sur simulateur complet de navigation. 96p. et annexes
- Clorennec D. & Folegot, T. 2019a. Évaluation de l'empreinte sonore de navires méthaniers dans le Saguenay, L3 - Évaluation des impacts, numéro QO.20190129.10.RAP.003.02A, Quiet-Oceans, Brest, France. 66 p.
- Clorennec D. & Folegot, T. 2019b. Évaluation de l'empreinte sonore de navires méthaniers dans le Saguenay, L3 - Évaluation des impacts, numéro QO.20190129.10.RAP.003.01A, Quiet-Oceans, Brest, France. 48 p.
- Clorennec, D. & Folegot, T. 2019c. L1-Signature acoustique, numéro QO.20190129.10.RAP.001.01A, Quiet-Oceans, Brest, France.

- Folegot T. 2009. Method for monitoring, predicting and reducing the level of acoustic energy of a plurality of sources in an aquatic environment and method for monitoring, predicting, and reducing the risk of noise annoyance for marine species. Quiet-Oceans, Brest, France.
- Guiesse L, & Sabathié P. 1964. Acoustique sous-marine. 2^e ed. Dunod, Paris.
- National Marine Fisheries Service (NMFS). 2016. Technical Guidance for Assessing the Effects of Anthropogenic Sound on Marine Mammal Hearing: Underwater Acoustic Thresholds for Onset of Permanent and Temporary Threshold Shifts. U.S. Dept. of Commer., NOAA. NOAA Technical Memorandum NMFS-OPR-55, (July), 178.
- Rizzuto, E. & Audoly, C. (2015). Predictive theoretical models for propeller URN (AQUO Project Task T2.2). Quiet-Oceans, Brest, France.
- Schlesinger, A., Matthews, M.-N. R., Li, Z., Quijano, J., & Hannay, D. 2016. Aurora LNG Acoustic Study: Modelling of Underwater Sounds from Pile Driving, Rock Socket Drilling, and LNG Carrier Berthing and Transiting. Document 01134, Version 3.0. Technical report by JASCO Applied Sciences for Stantec Consulting Ltd.

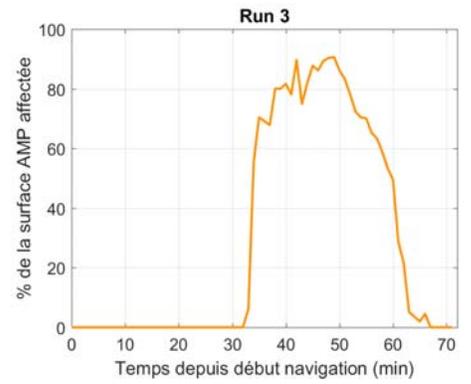
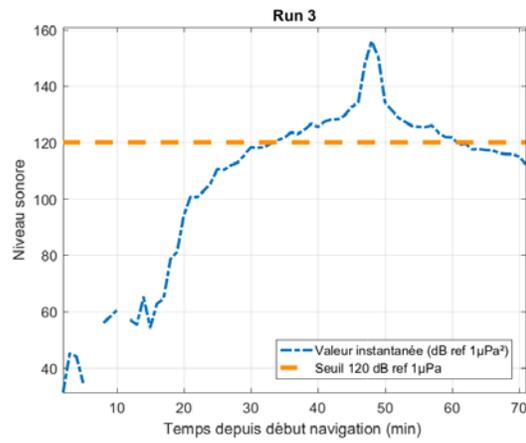
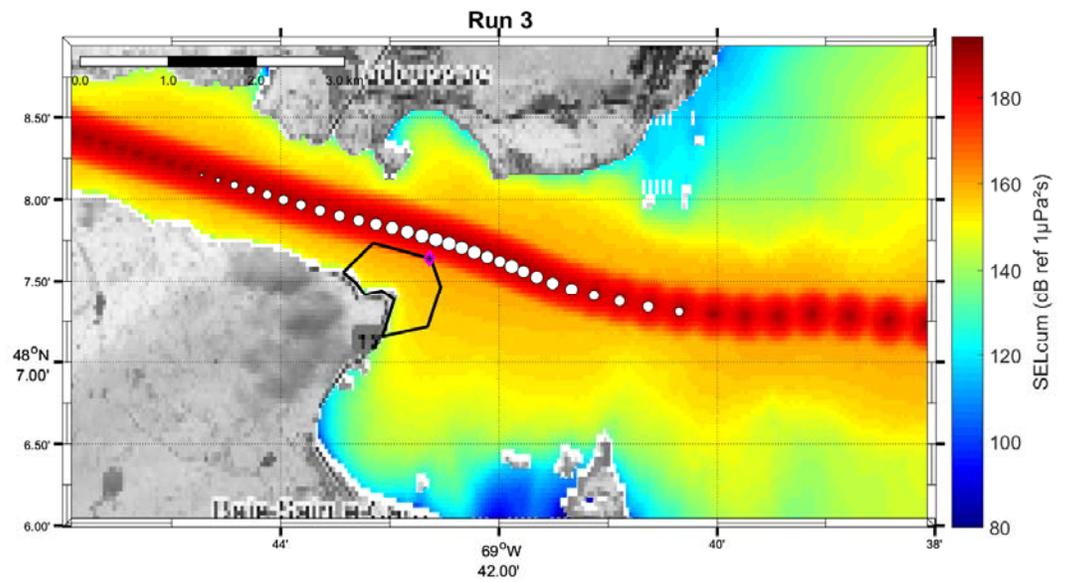


ANNEXE 1
SCÉNARIOS DE NAVIGATION ET
IMPACTS ACOUSTIQUES DANS
L'EMBOUCHURE DU SAGUENAY
(SIMULATIONS DE SEPTEMBRE 2018)

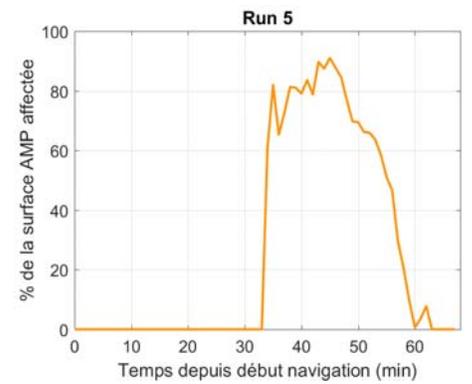
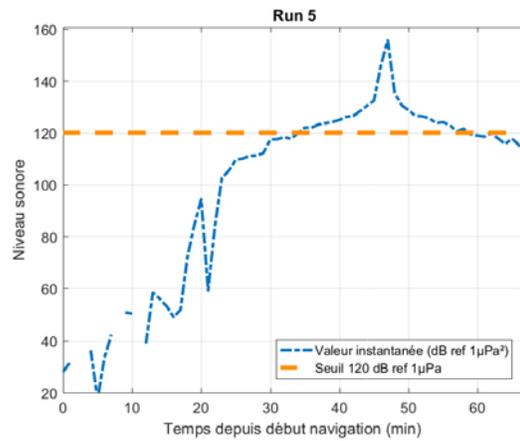
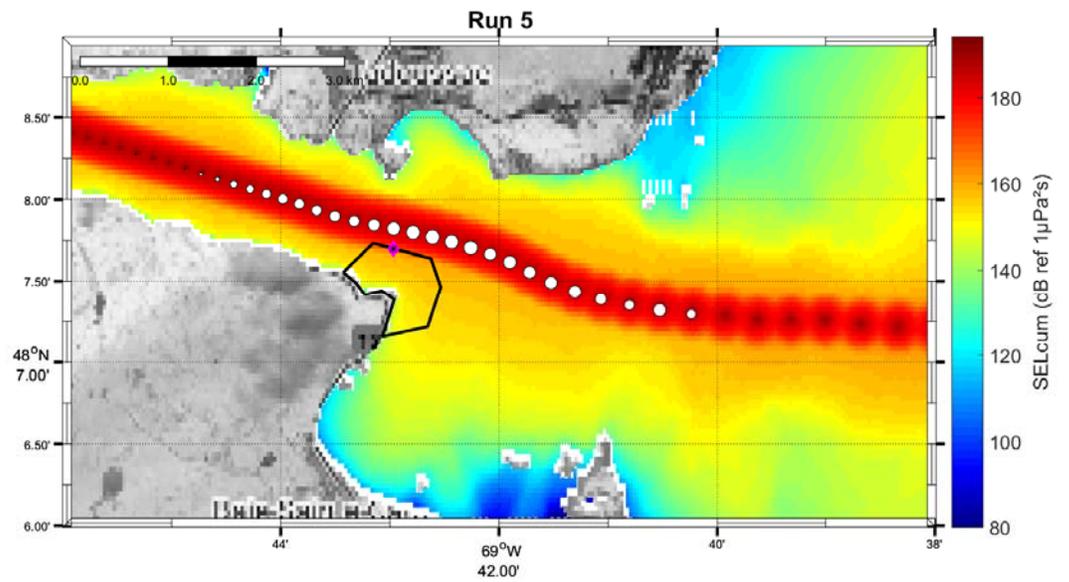
Scénario n° 01_1H



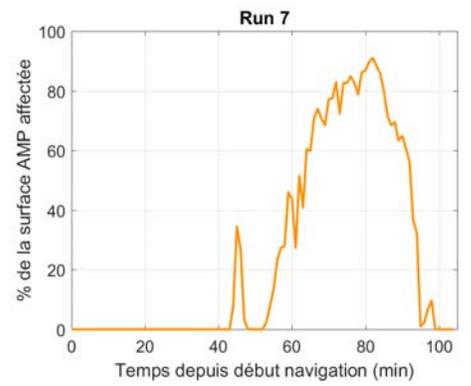
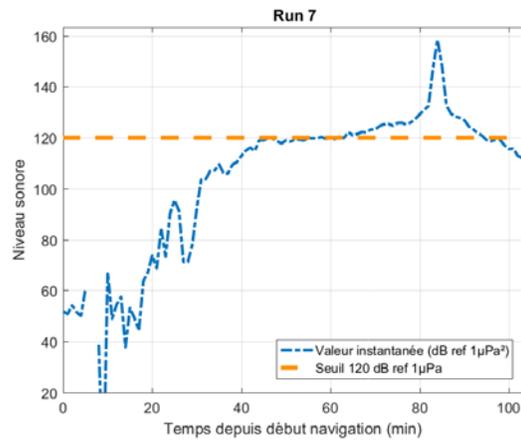
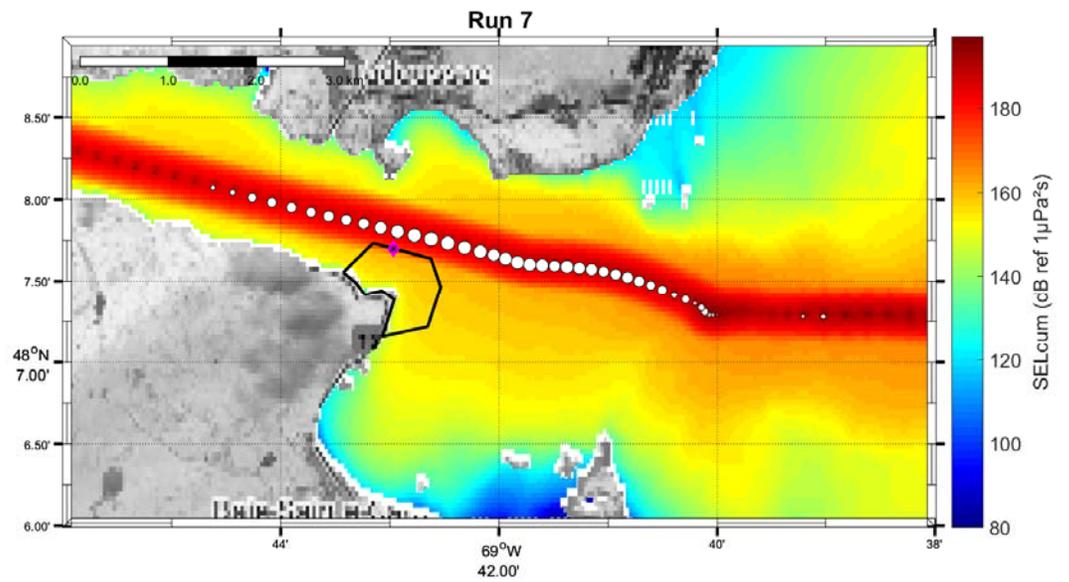
Scénario n° 03_1H



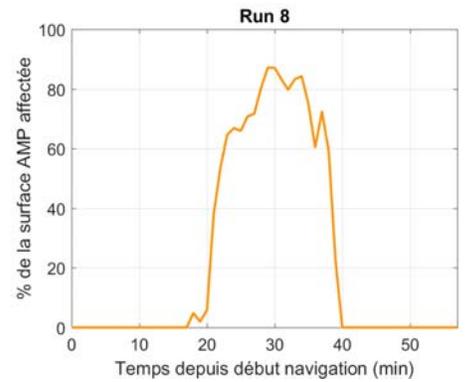
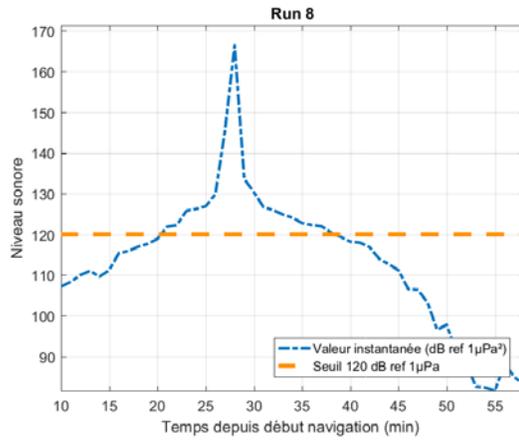
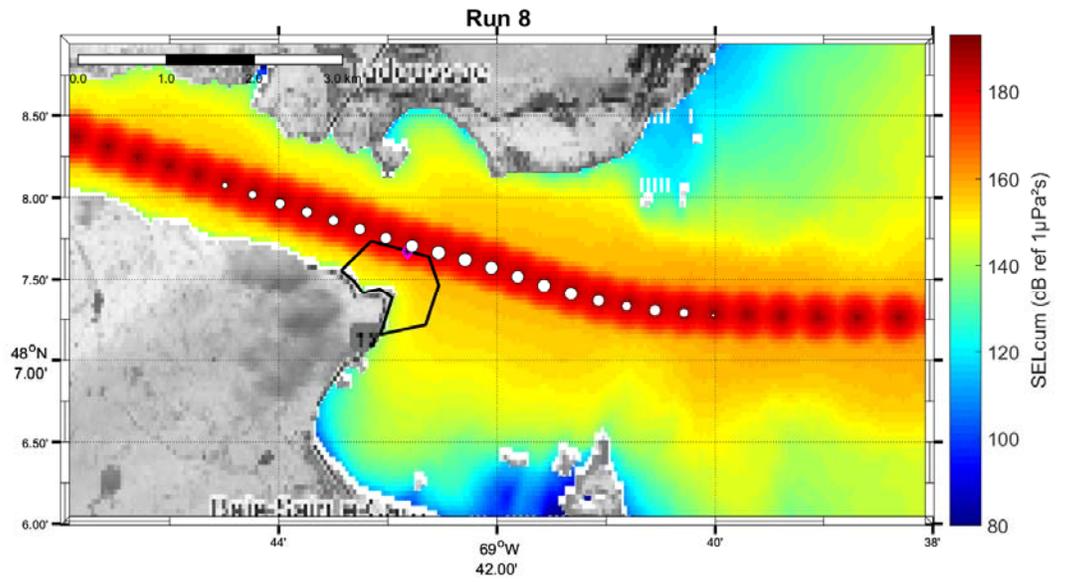
Scénario n° 05_1H



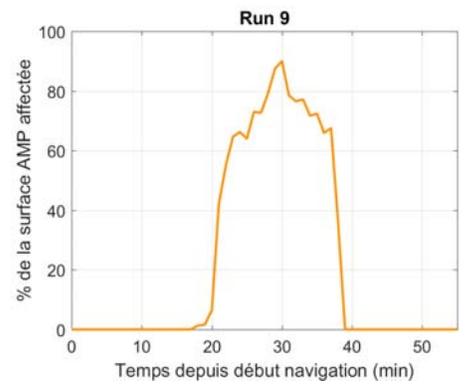
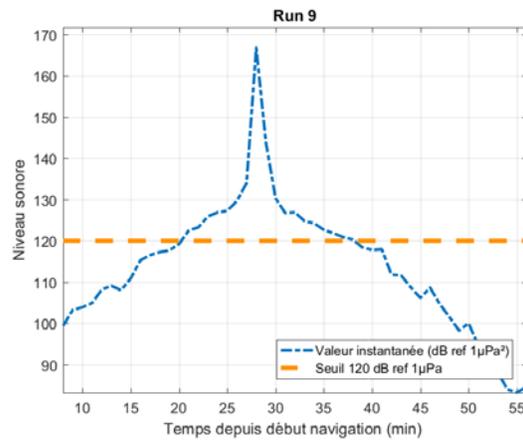
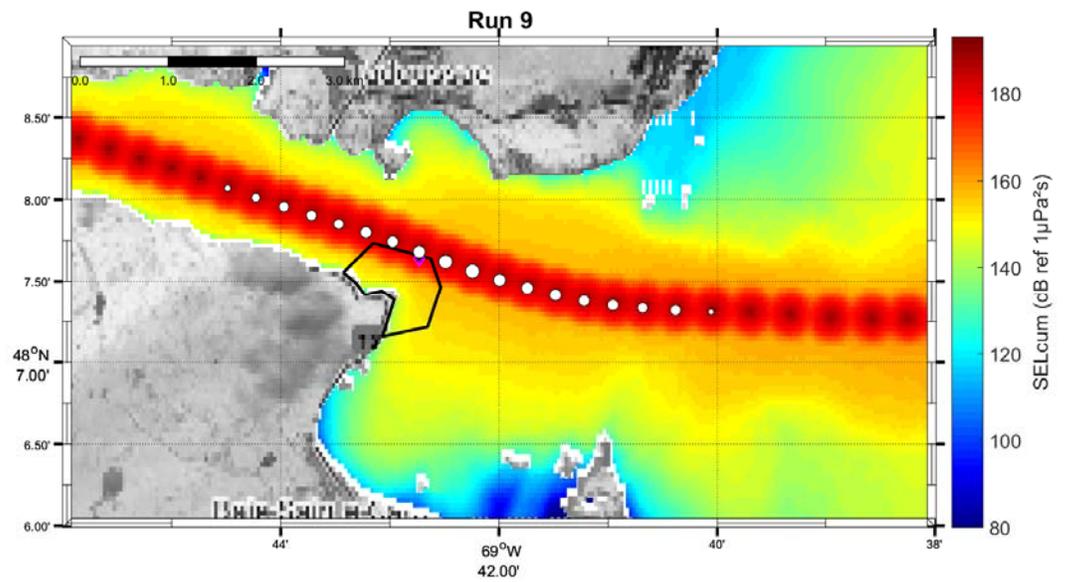
Scénario n° 07_1H



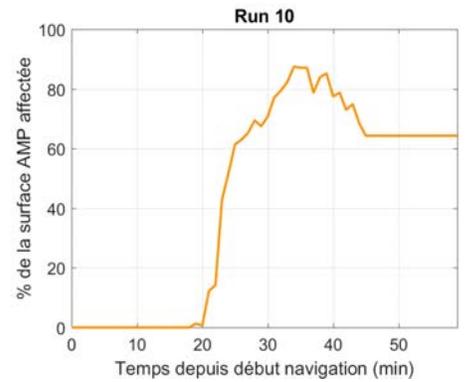
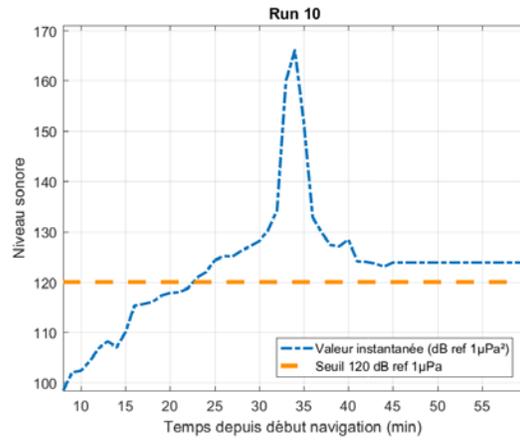
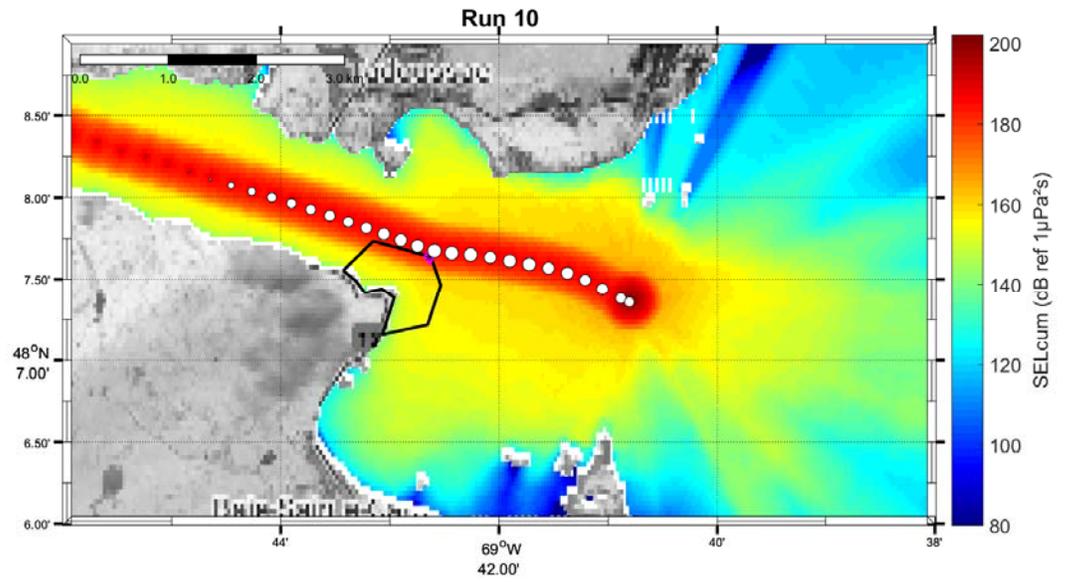
Scénario n° 08_1H



Scénario n° 09_1H

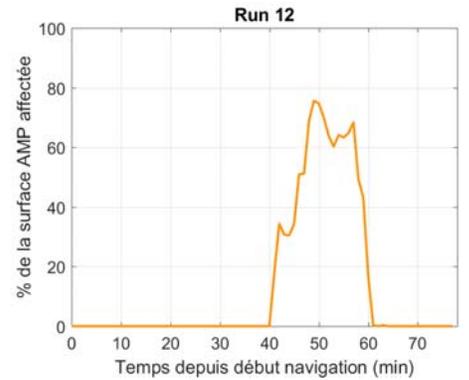
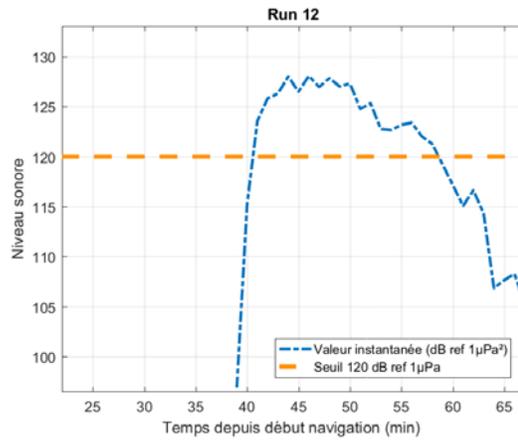
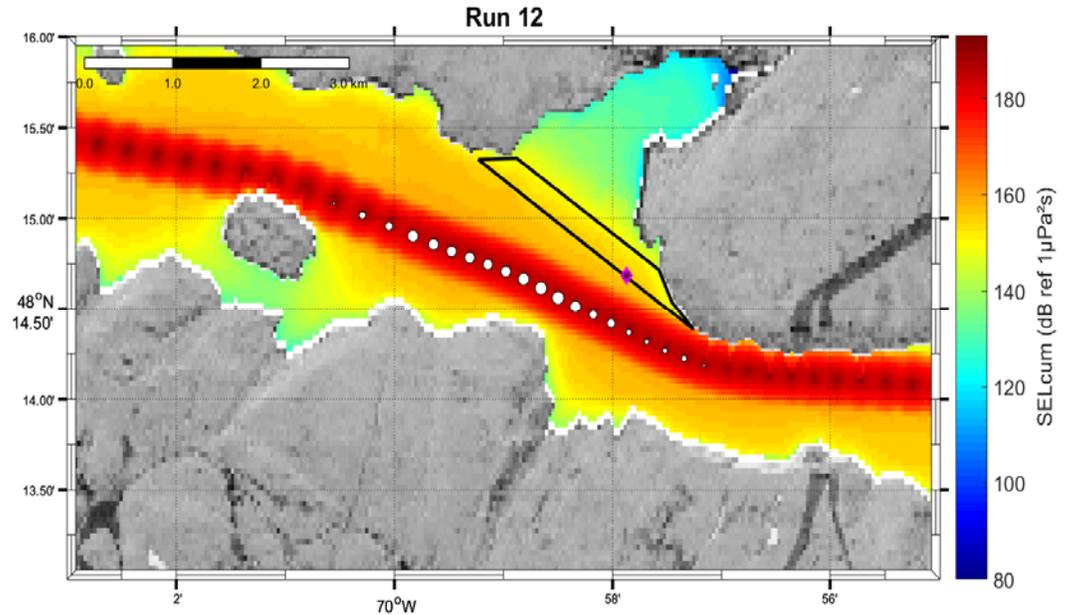


Scénario n° 10_1H

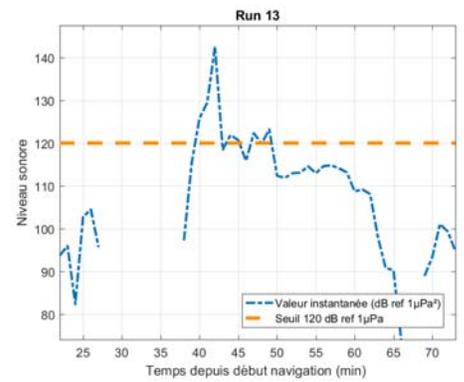
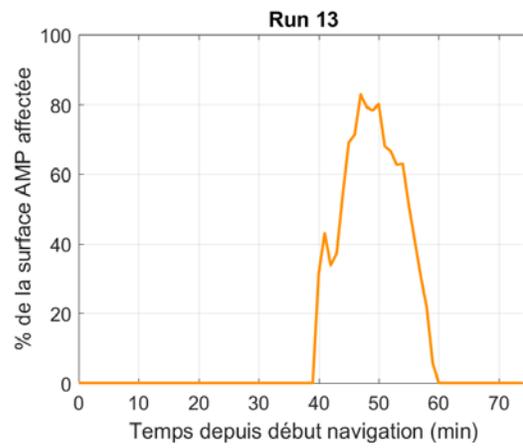
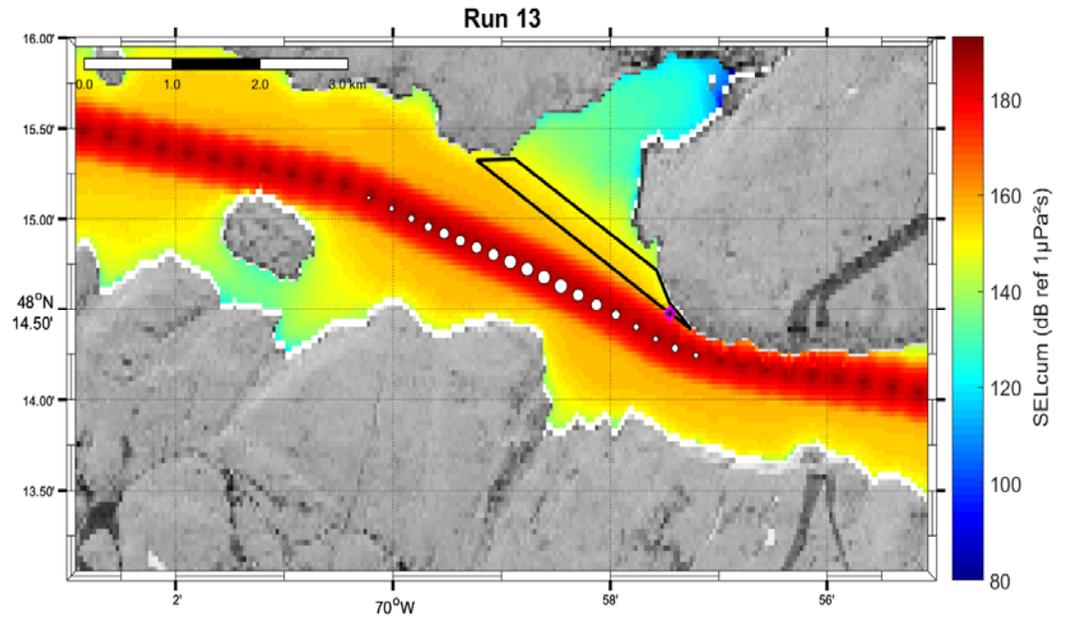


Scénarios de navigation et impacts acoustiques devant la baie Sainte-Marguerite

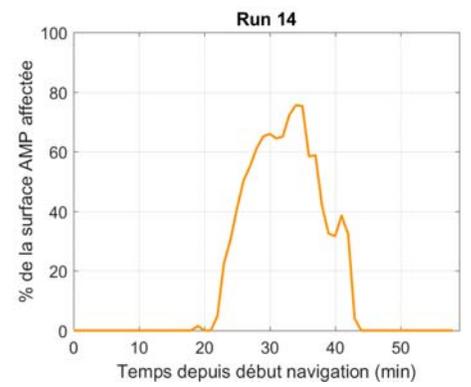
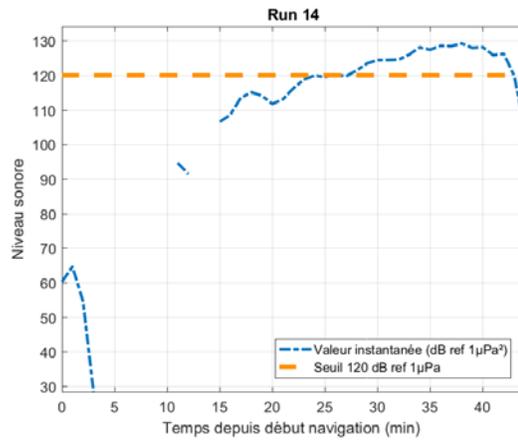
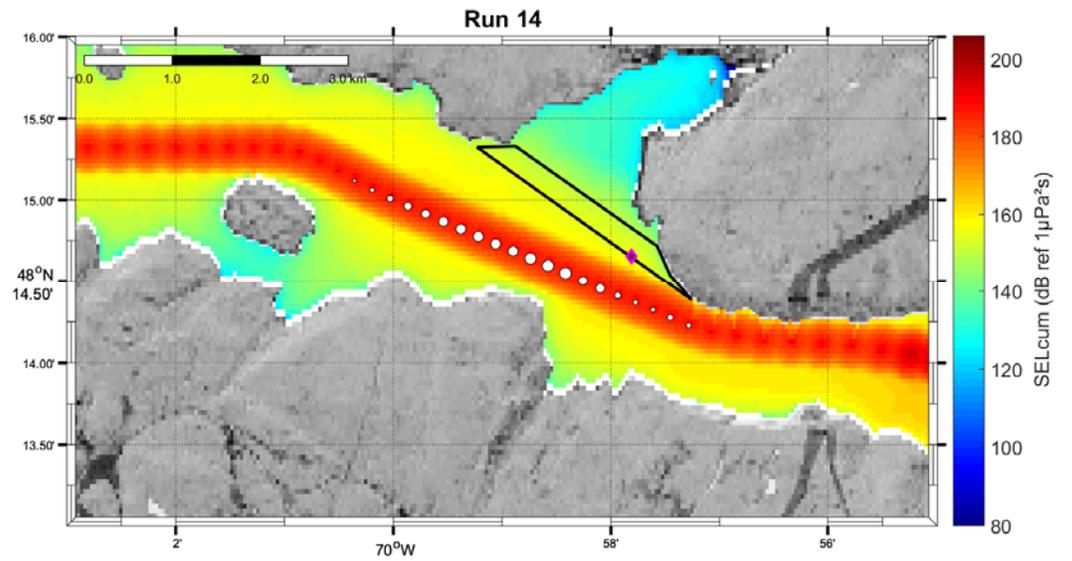
Scénario n° 12_1H



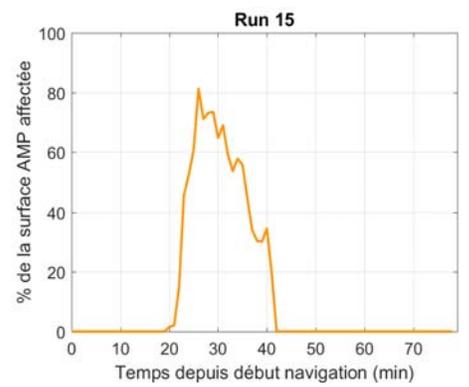
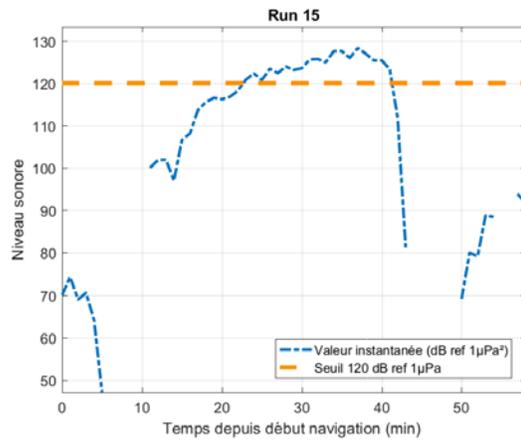
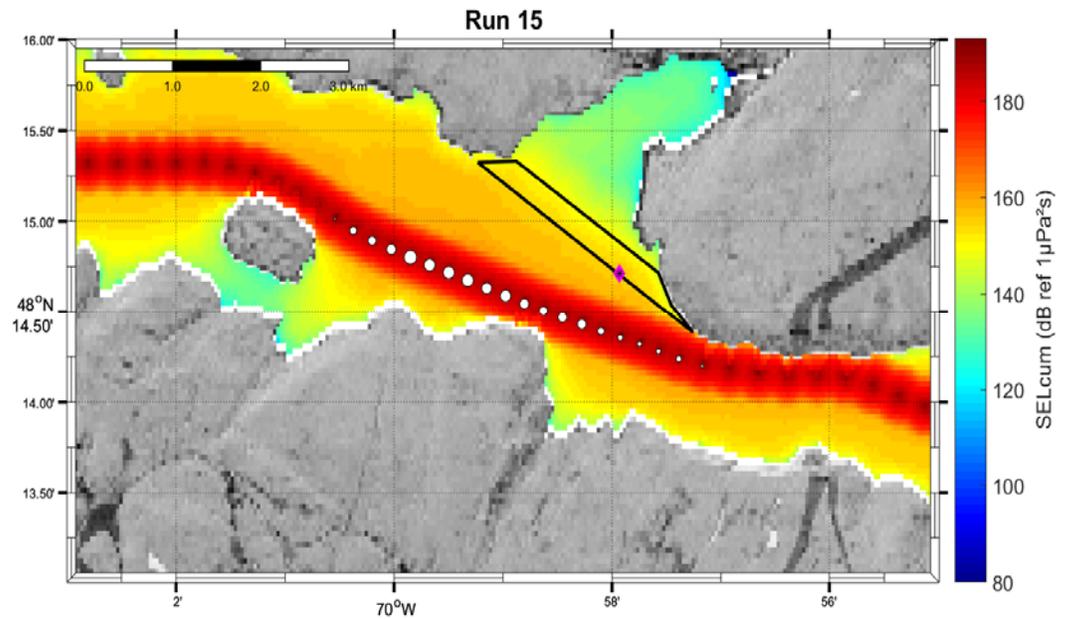
Scénario n° 13_1H



Scénario n° 14_1H



Scénario n° 15_1H

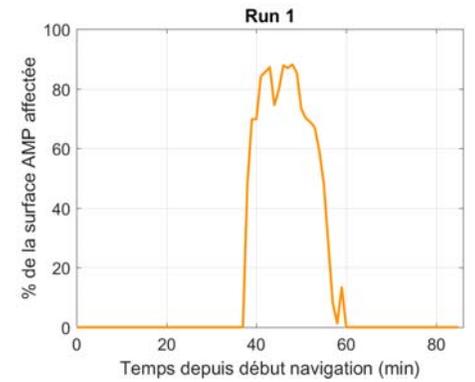
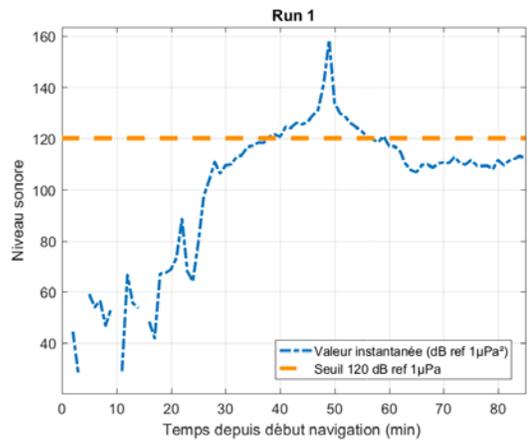
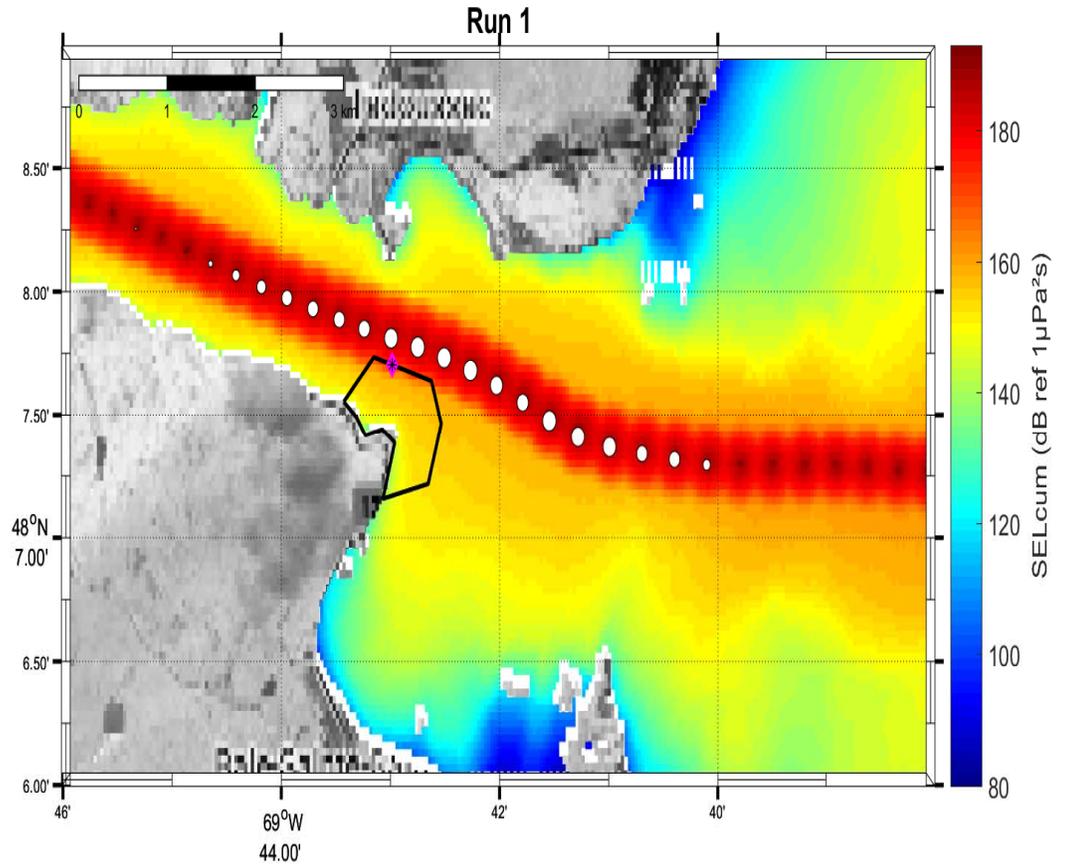




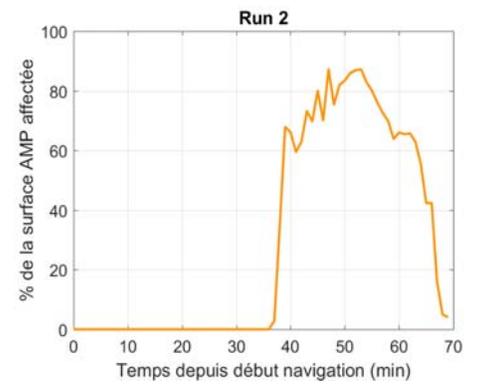
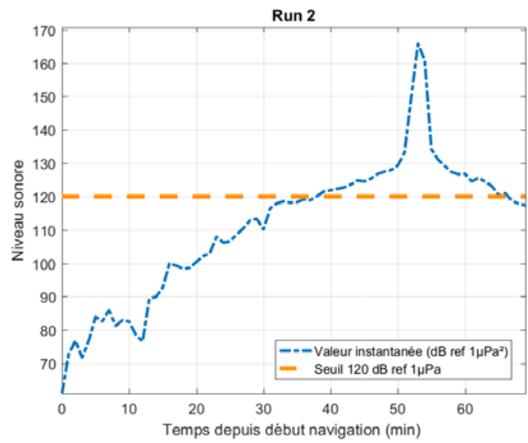
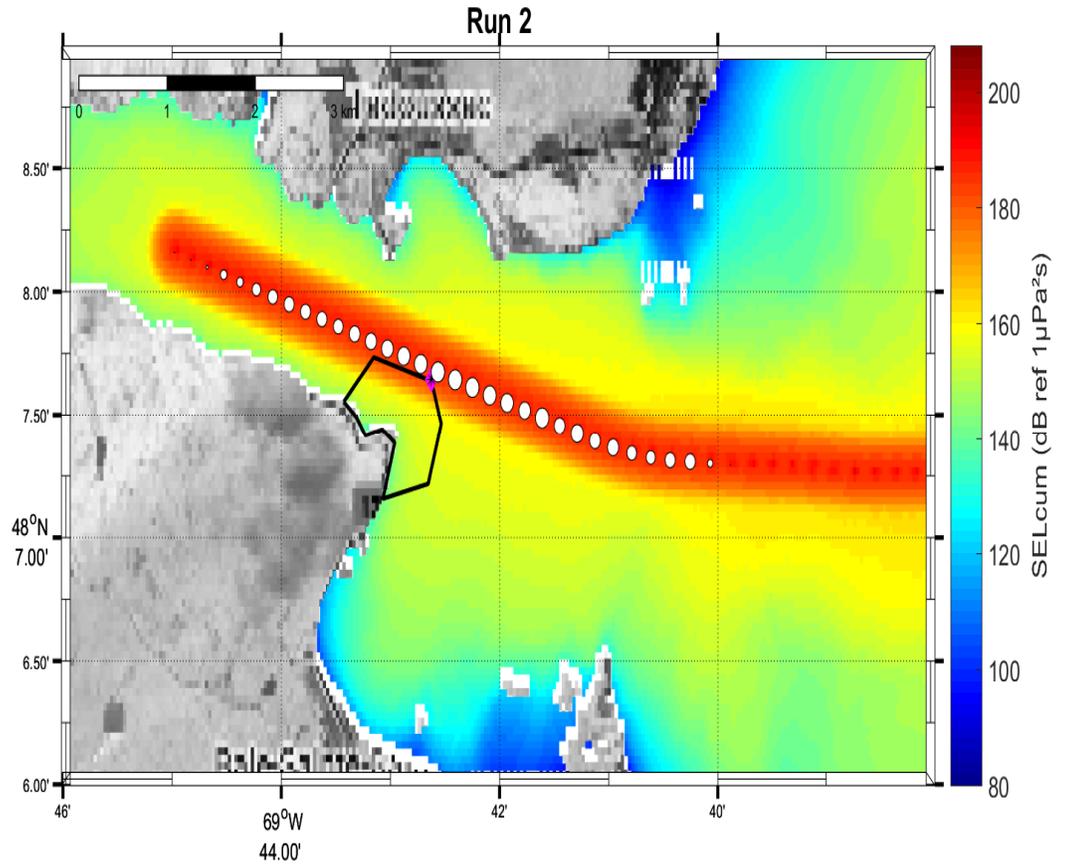
ANNEXE 2

**SCÉNARIOS DE NAVIGATION ET
IMPACTS ACOUSTIQUES DANS
L'EMBOUCHURE DU SAGUENAY
(SIMULATIONS DE MAI ET JUIN 2019)**

Scénario n° 01_2H

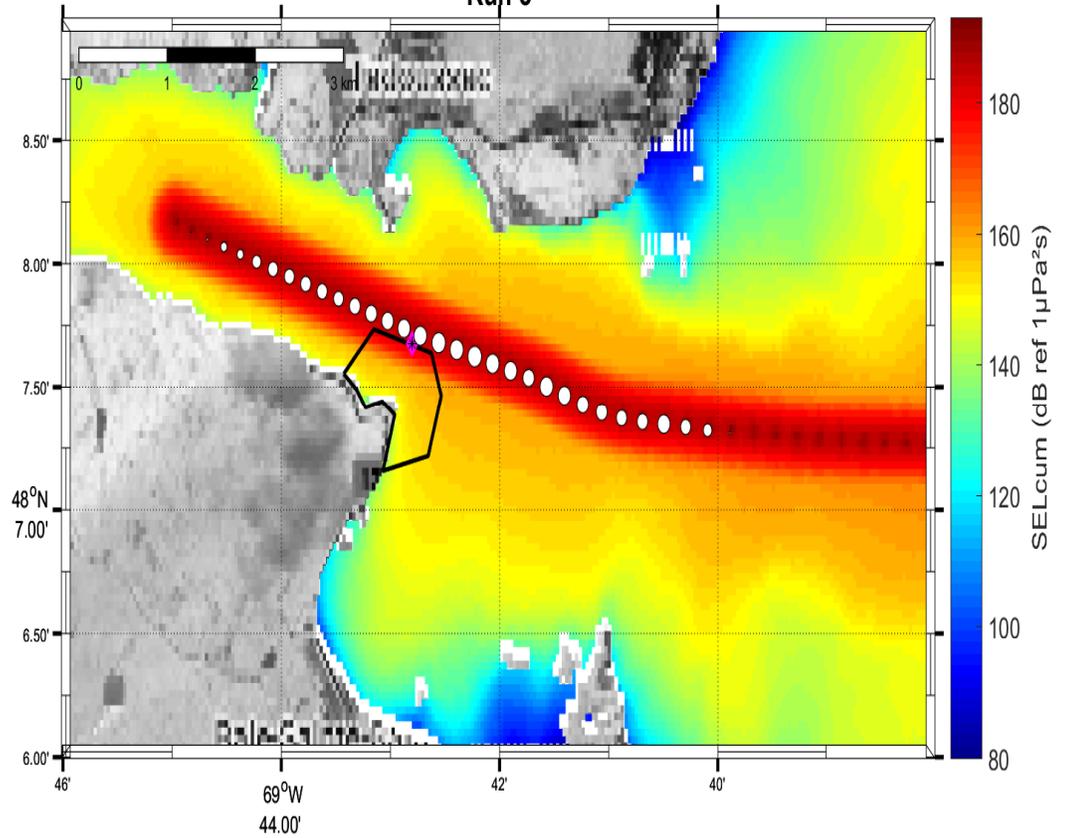


Scénario n° 02_2H

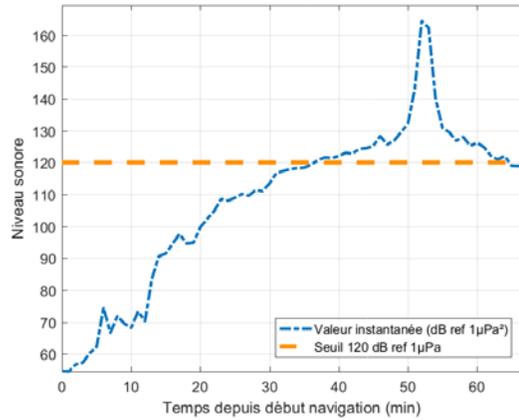


Scénario n° 03_2H

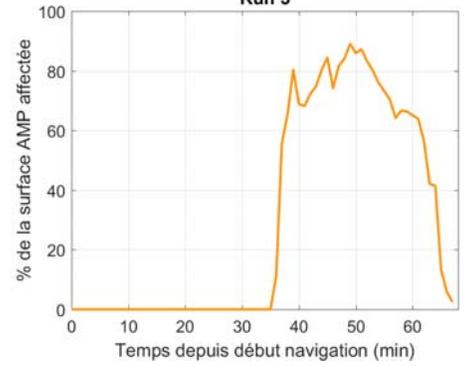
Run 3



Run 3

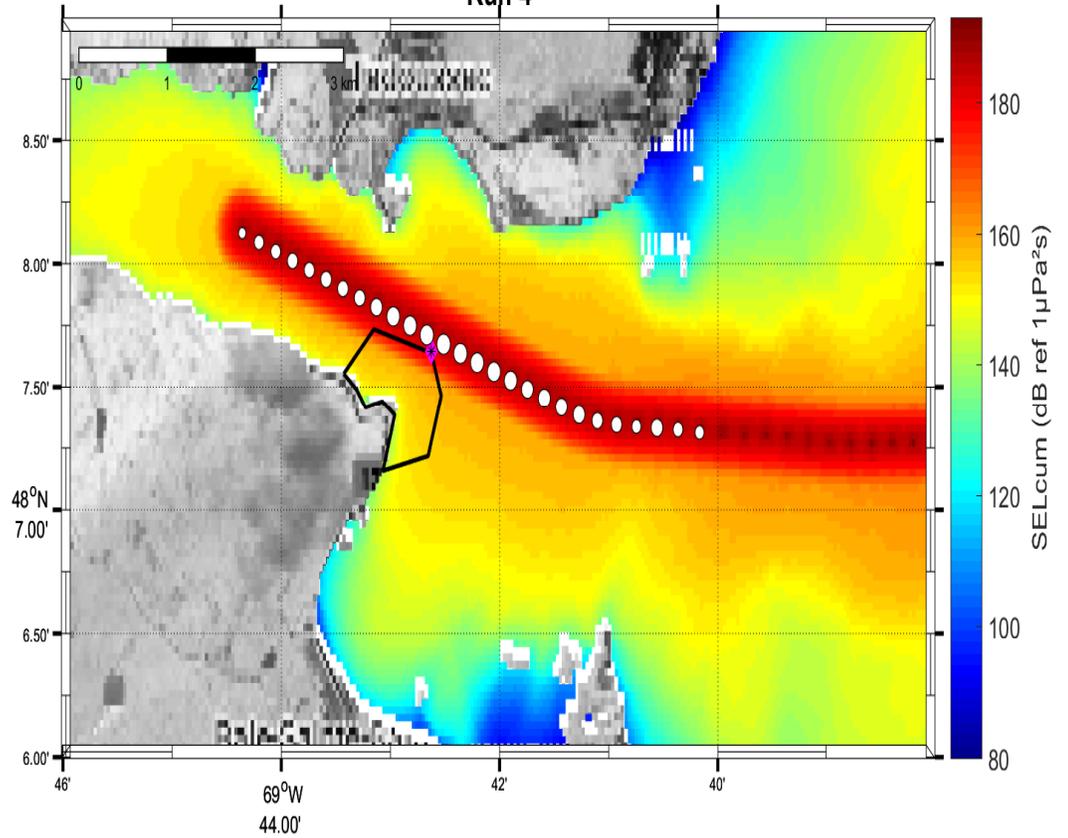


Run 3

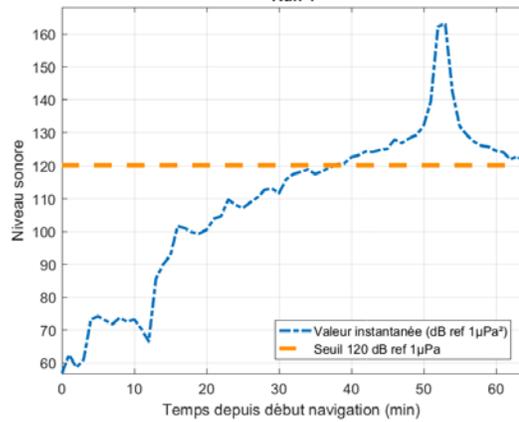


Scénario n° 04_2H

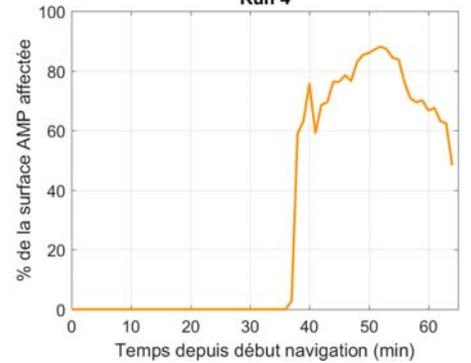
Run 4



Run 4

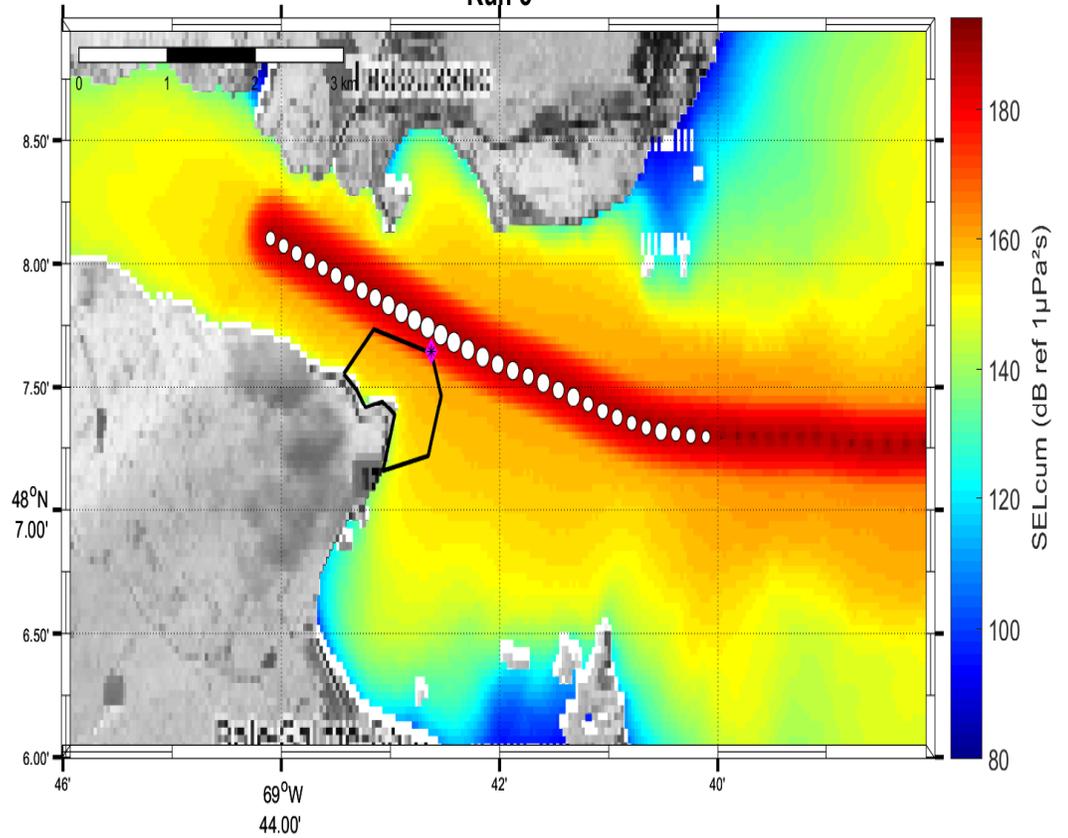


Run 4

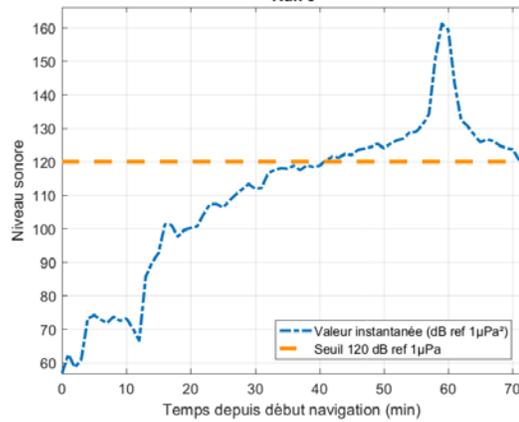


Scénario n° 05_2H

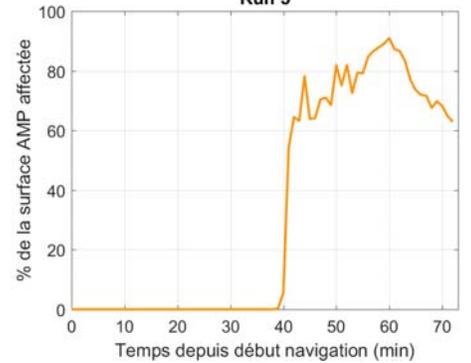
Run 5



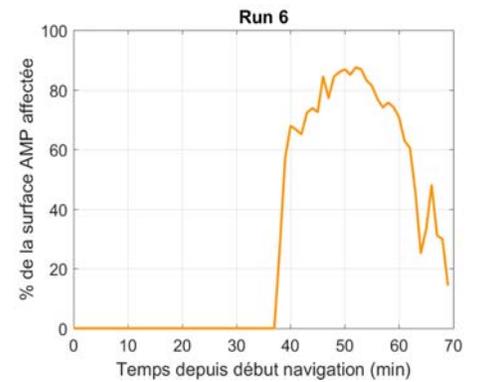
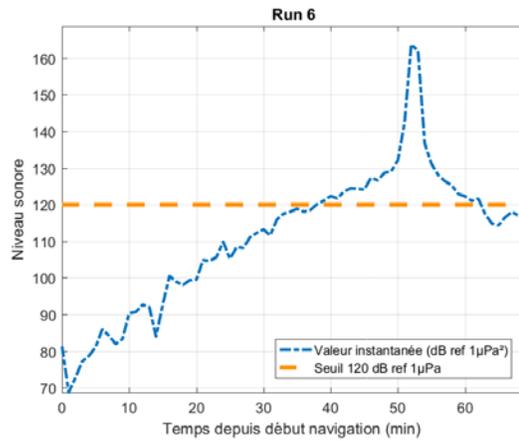
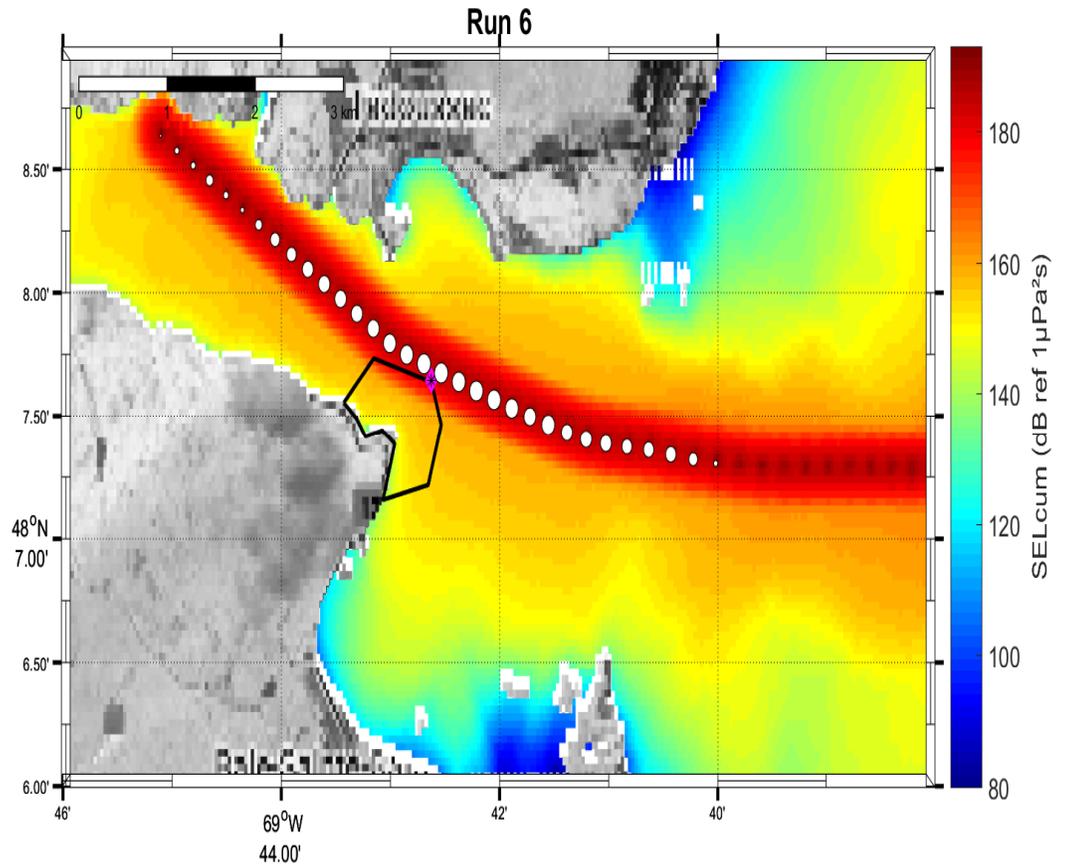
Run 5



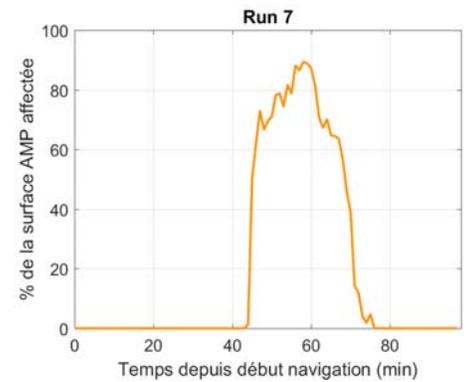
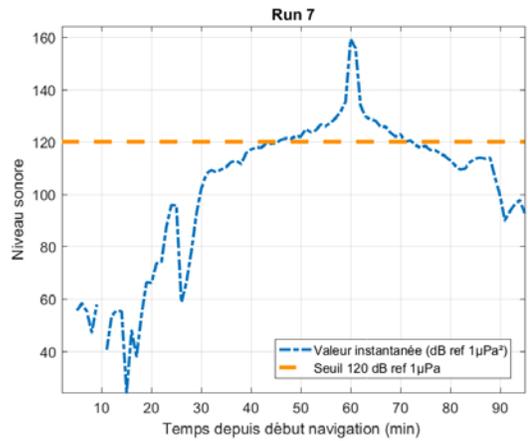
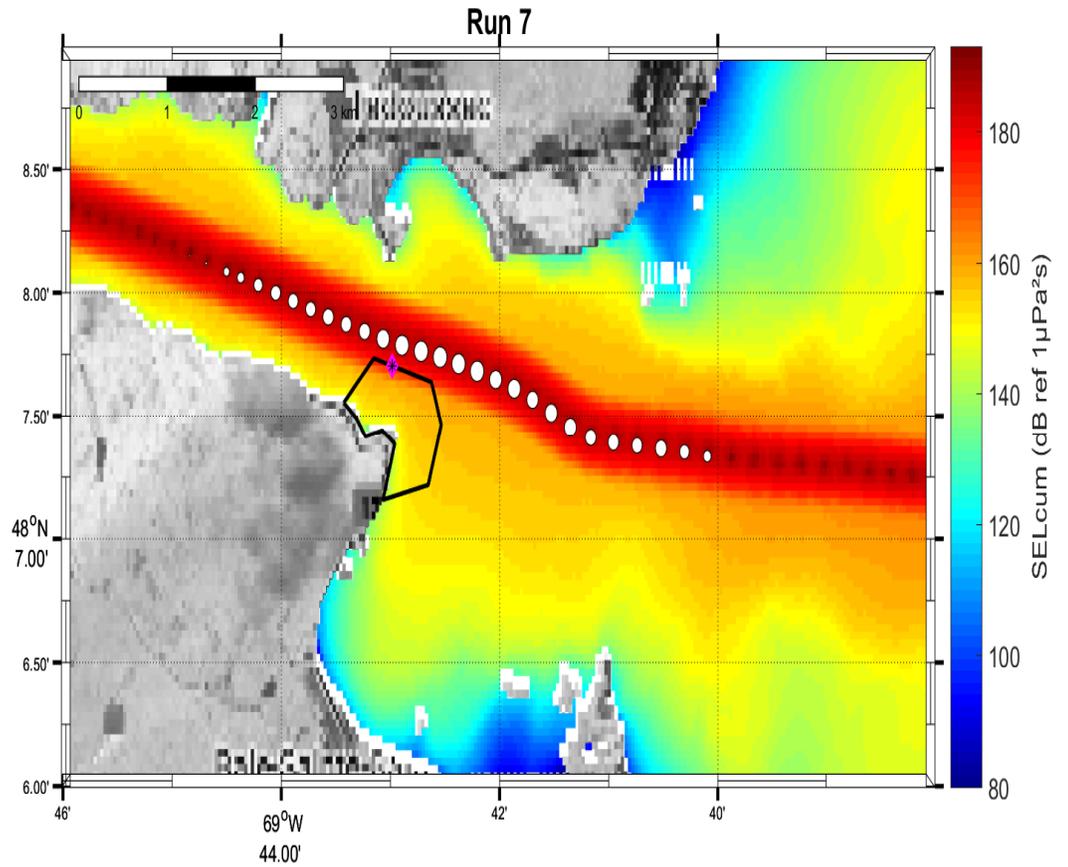
Run 5



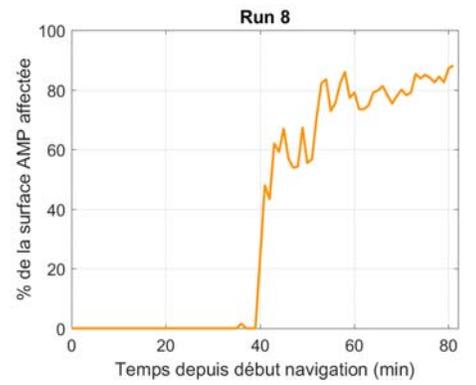
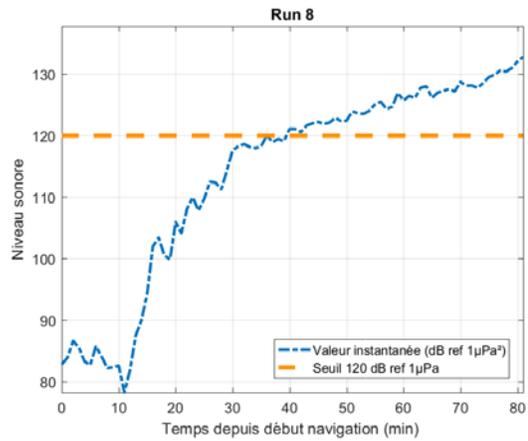
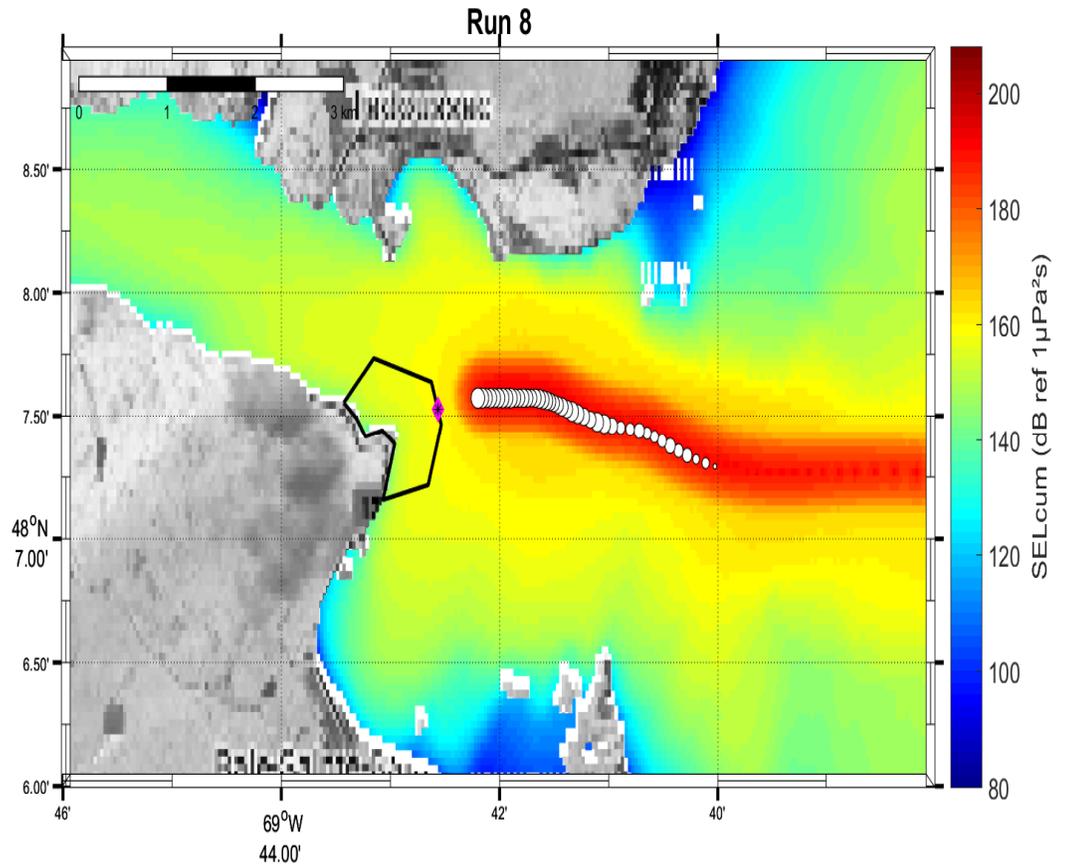
Scénario n° 06_2H



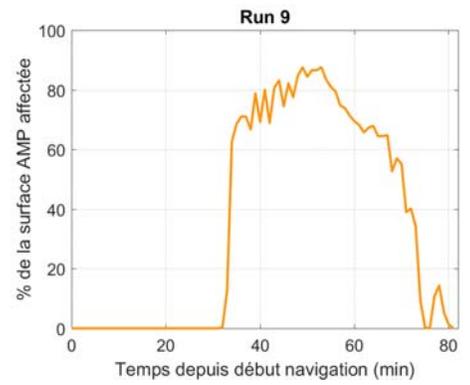
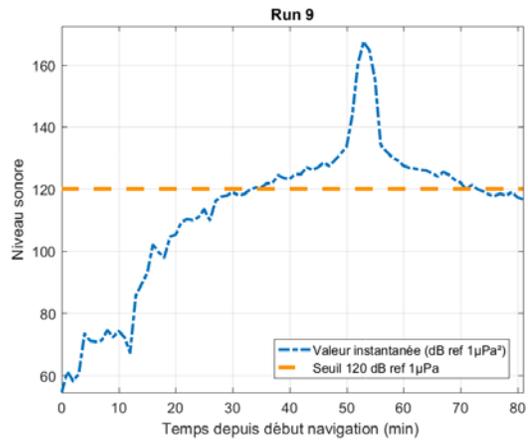
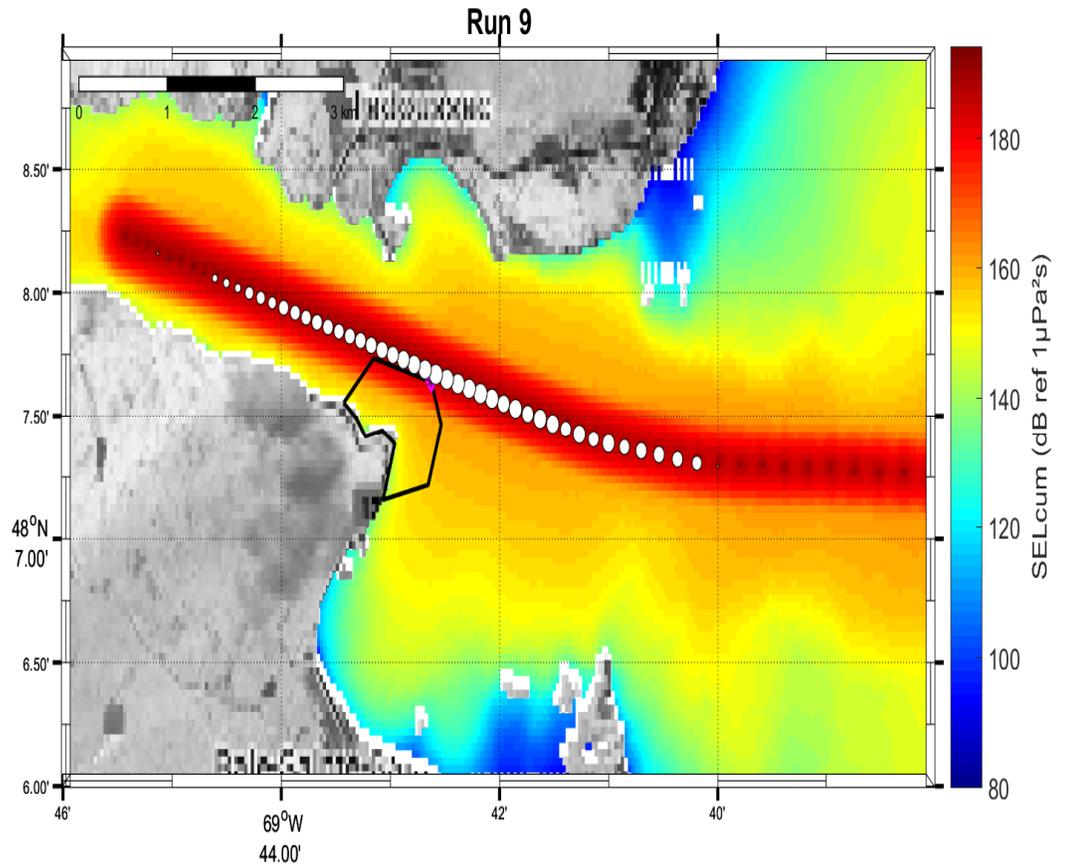
Scénario n° 07_2H



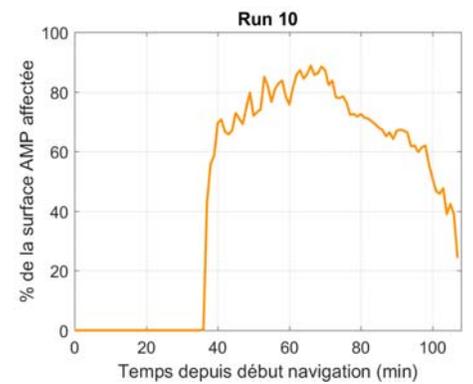
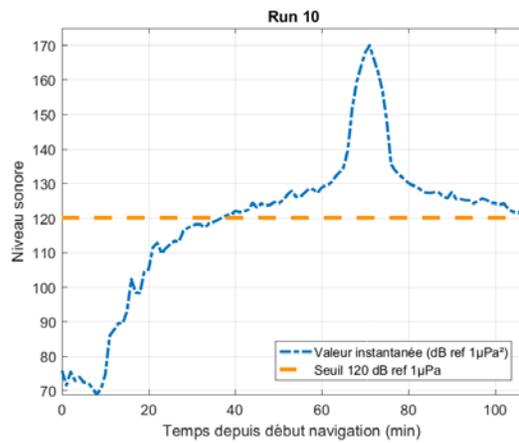
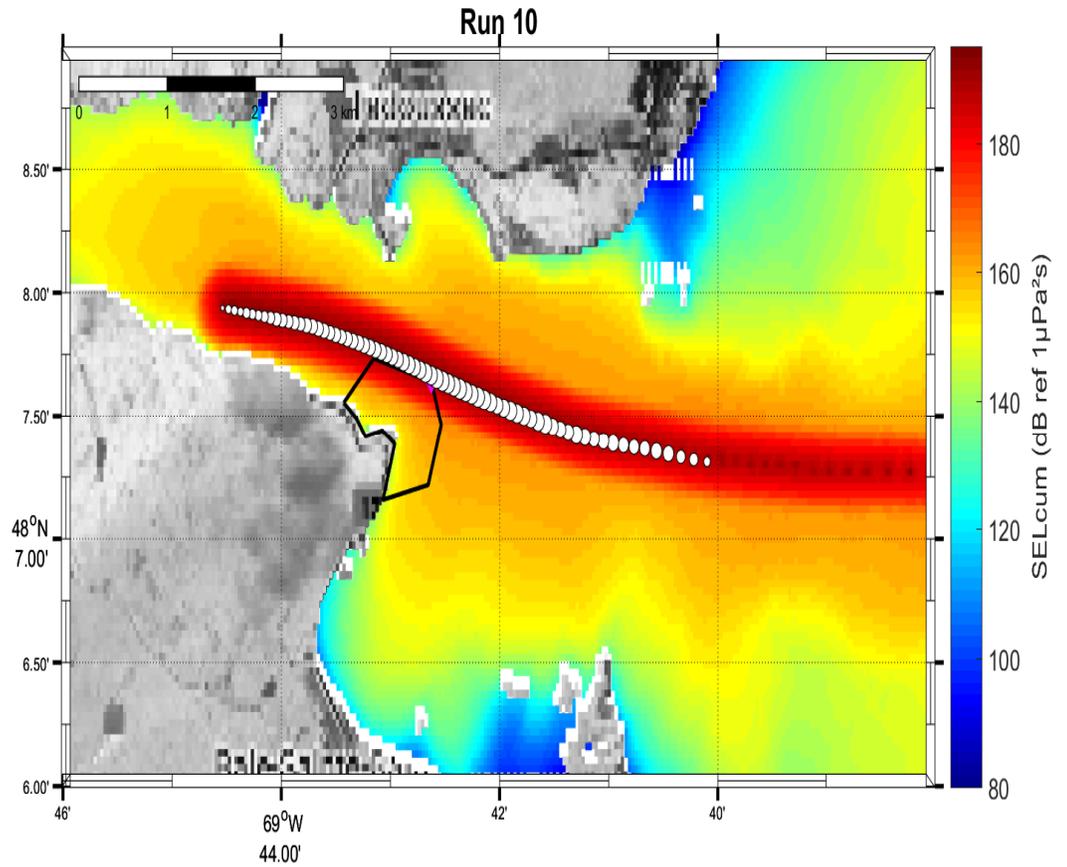
Scénario n° 08_2H



Scénario n° 09_2H

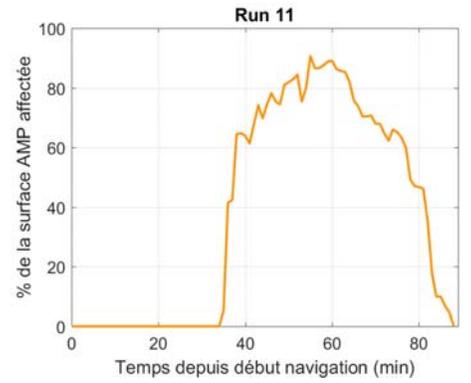
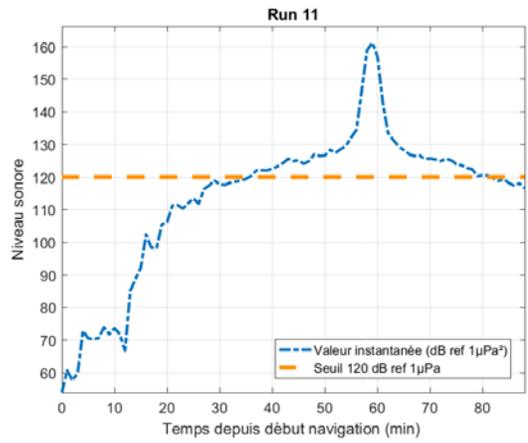
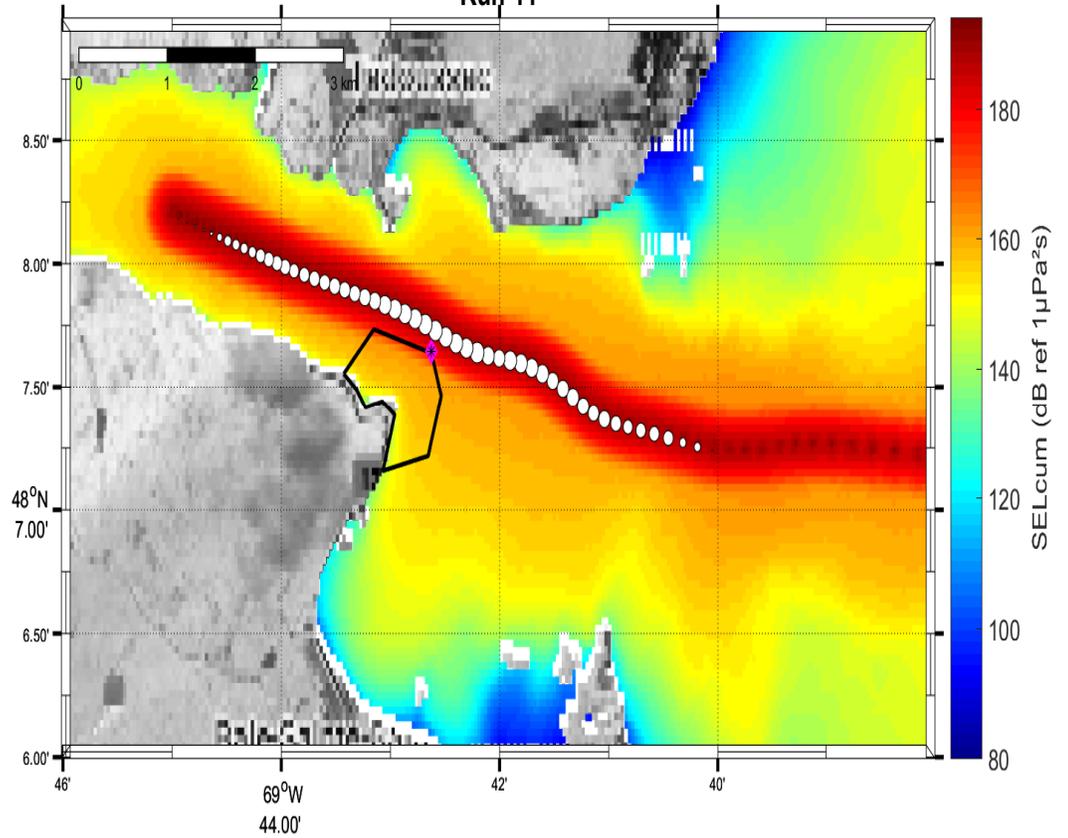


Scénario n° 10_2H

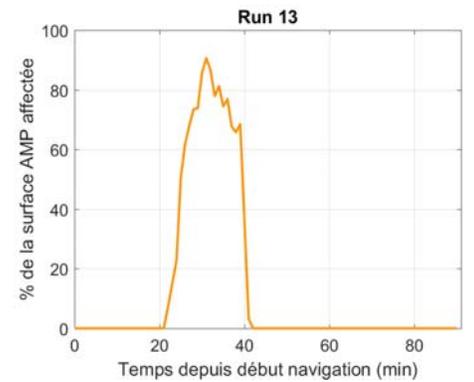
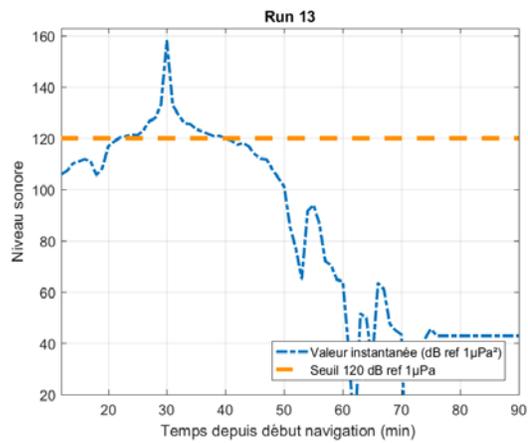
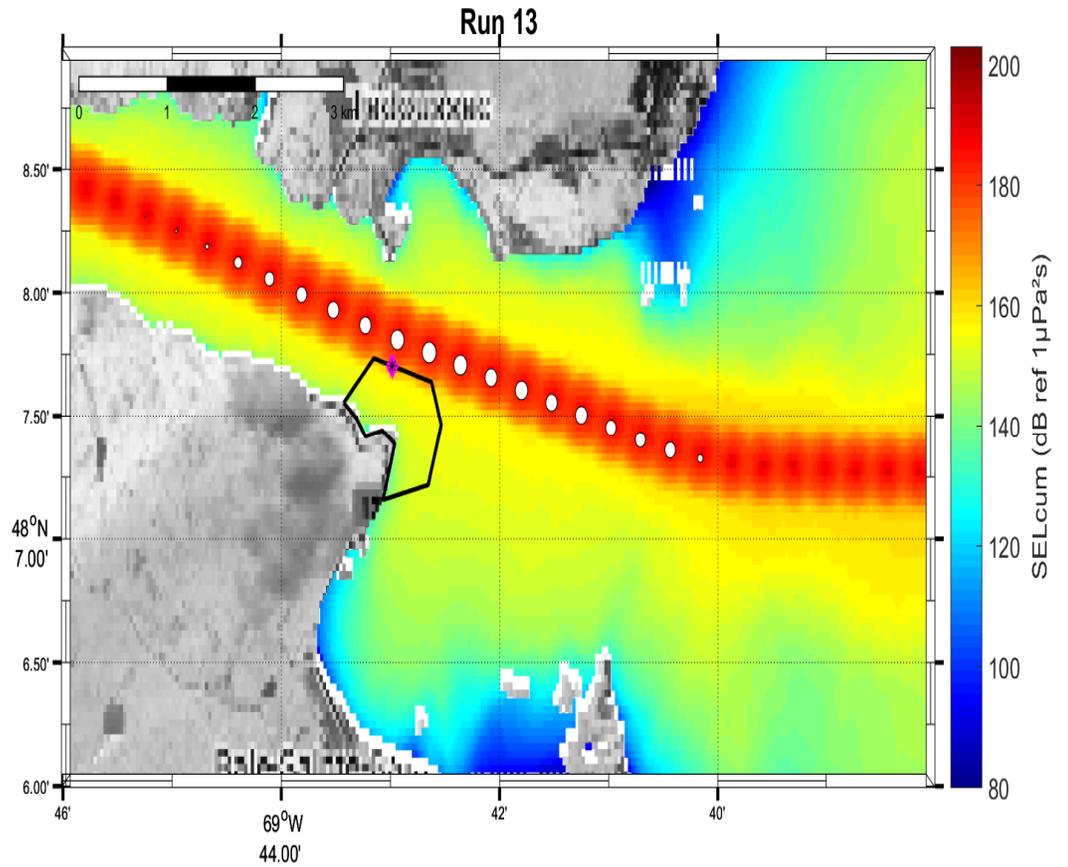


Scénario n° 11_2H

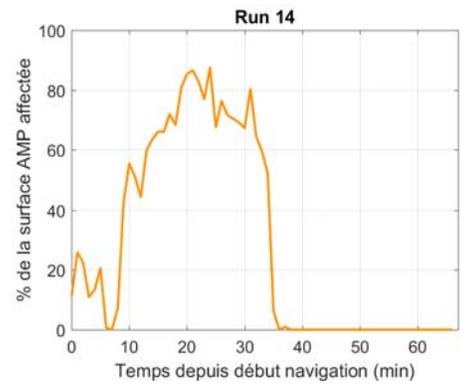
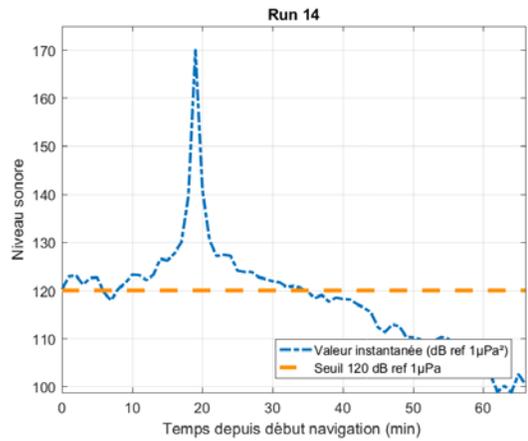
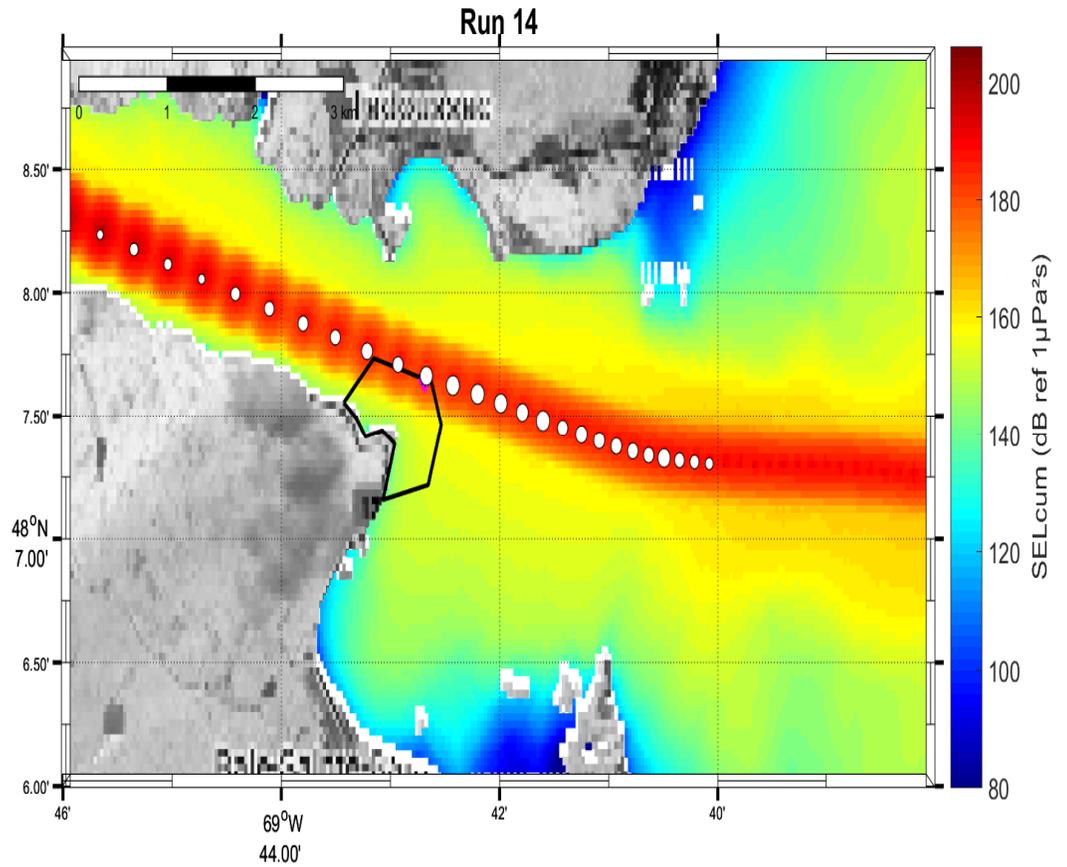
Run 11



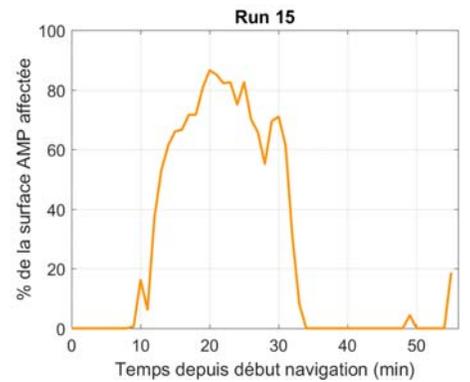
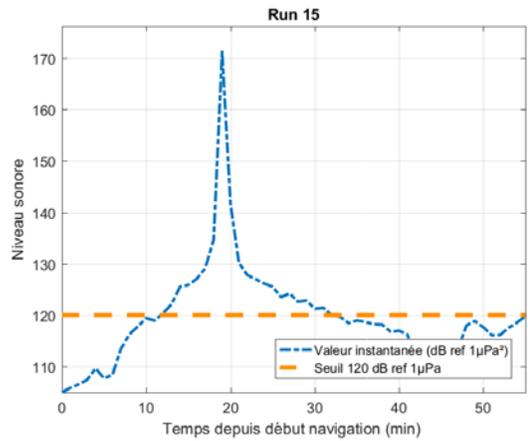
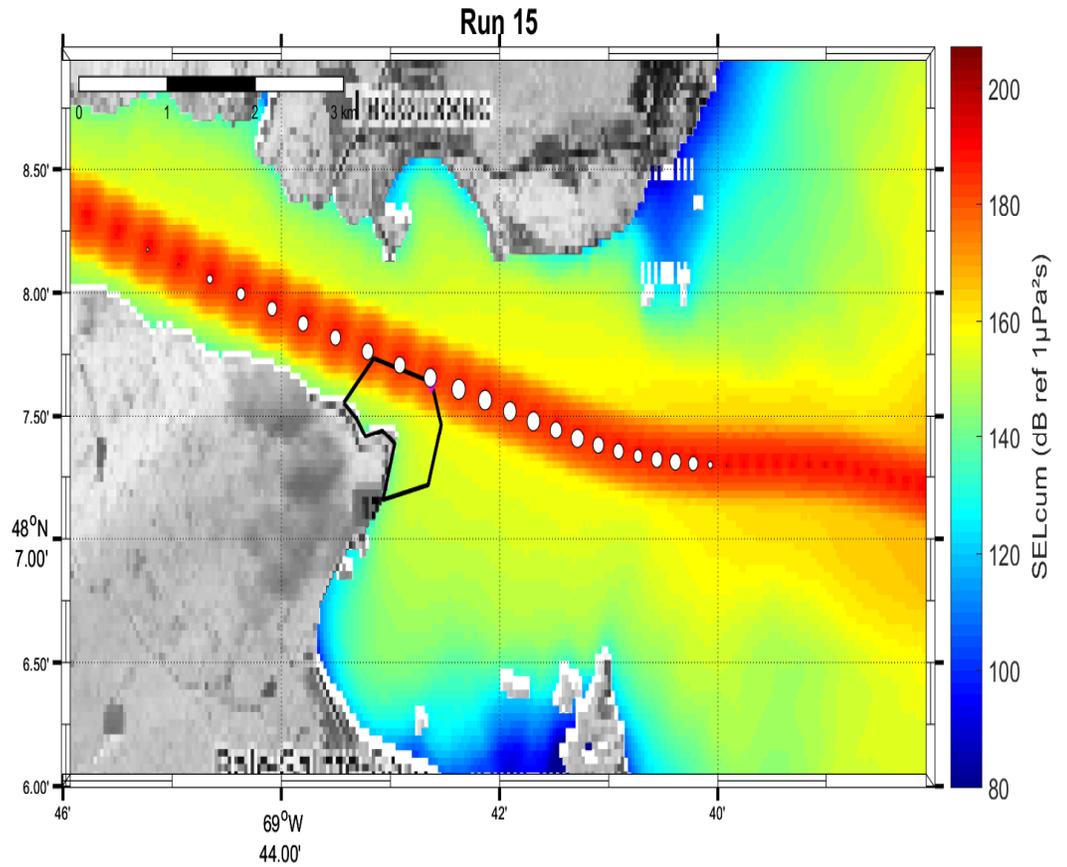
Scénario n° 13_2H



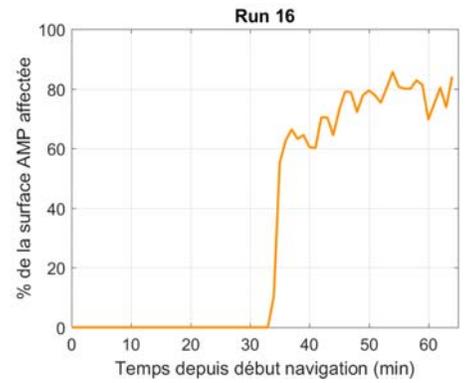
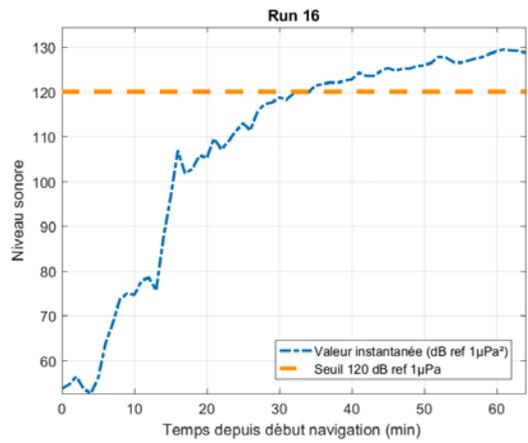
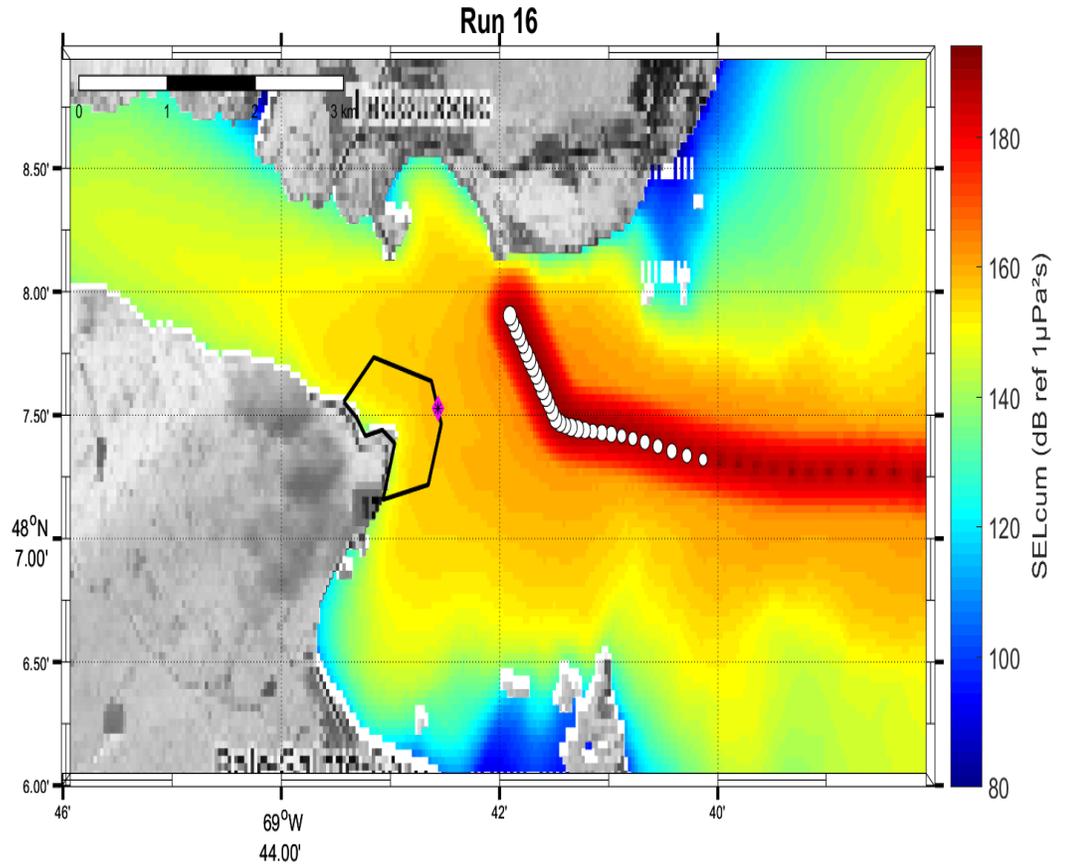
Scénario n° 14_2H



Scénario n° 15_2H

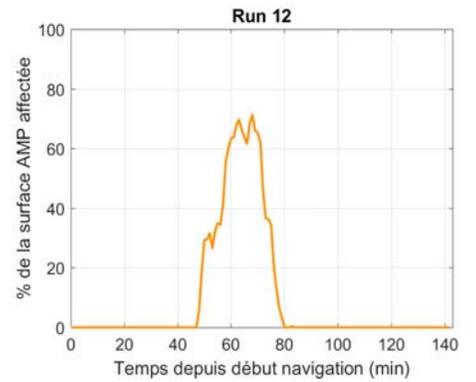
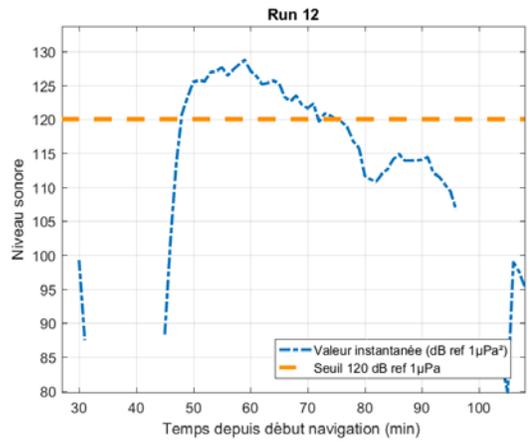
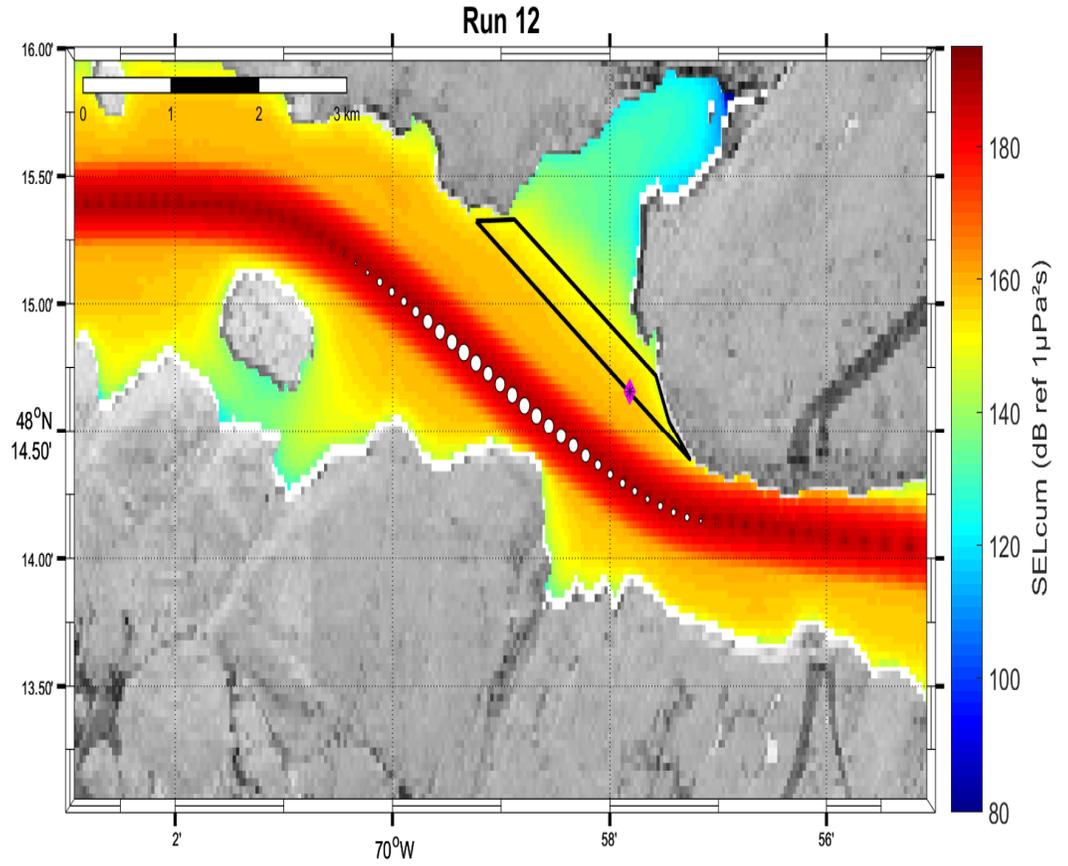


Scénario n° 16_2H



Scénario de navigation et impacts acoustiques devant la baie Sainte-Marguerite

Scénario n° 12_2H



ANNEXE 3

Saguenay, le 19 août 2020

Madame Joannie Martin
Gestionnaire de projet, Bureau régional du Québec
Agence d'évaluation d'impact du Canada
1550, avenue d'Estimauville
Québec (Québec) G1J 0C1

Objet : Projet Énergie Saguenay – Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay.
 Dépôt de l'addenda 2 du document-réponses en complément à la première demande
 d'information sur l'étude d'impact environnemental et révision de la portée du projet en
 lien avec la navigation (No dossier 005543) : ACEE-78 Risques sismiques

Madame Martin,

Vous trouverez annexé à cette lettre, un rapport d'évaluation des aléas sismiques spécifiques au site réalisé par la firme Nanometrics inc. en réponse à la question ACEE-78. Puisque le rapport est rédigé en anglais, vous trouverez ci-dessous une traduction du sommaire exécutif.

Une évaluation probabiliste des aléas sismiques (PSHA) propre au site a été menée pour un complexe de liquéfaction de gaz naturel proposé près de Saguenay, au Québec. L'évaluation est réalisée par Nanometrics en collaboration avec le Dr Gail Atkinson, qui a agi en tant que conseiller technique pour l'étude. Ce rapport décrit la méthodologie, les hypothèses et les résultats.

L'objectif principal était de déterminer les spectres d'aléa uniformes horizontaux et verticaux pour une condition de roche dure (site de classe A), pour des périodes de retour de 475, 975 et 2 475 ans. Les zones de sources sismiques sont définies pour modéliser le taux d'activité, la distribution spatiale et la magnitude maximale dans un rayon de moins de 500 km du site. L'approche du zonage de la source consiste à commencer avec les zones et les taux de source régionaux déterminés par la Commission géologique du Canada (CGC), et à explorer les modifications qui pourraient être nécessaires pour l'adaptation des modèles au site. Une série de modèles de mouvement du sol qui caractérisent les mouvements sismiques potentiels et l'incertitude épistémique associée pour la condition du site de référence est développée sur la base des modèles prédictifs récemment mis à jour et de l'approche « scaled-backbone ».

L'aléa sismique obtenu pour le site à l'étude est supérieur aux valeurs publiées par la CGC basées sur le modèle de risque régional de 5e génération pour toutes les périodes de retour d'intérêt. Ceci est principalement attribué à (i) l'utilisation de modèles de mouvement du sol mis à jour dans cette étude et (ii) la mise en œuvre de la méthode de lissage de sismicité (« smoothed seismicity » qui résulte en une

concentration de la sismicité potentielle autour des zones plus proches du site où les failles sont concentrées et la sismicité passée a été observée.

L'analyse de désagrégation des aléas indique que, pour la période de retour de 475 ans, les séismes de magnitude modérée dans la région de Charlevoix sont dominants. Pour les périodes de retour de 975 et 2 475 ans, les séismes de magnitude modérée dans la région du Saguenay commencent à dominer les périodes courtes à intermédiaires, alors que les longues périodes sont contrôlées par des séismes de grande magnitude dans la région de Charlevoix.

Espérant le tout conforme à vos attentes, nous vous prions d'agréer nos salutations distinguées.



Sylvain Ménard
Directeur Environnement

SM/

p. j. Site-Specific Seismic Hazard Assessment for a Proposed LNG Facility near Saguenay, Québec:
Technical Report

c.c. : Nathalie Fortin, Directrice de service provincial - Gestion environnementale



Site-Specific Seismic Hazard Assessment for a Proposed LNG Facility near Saguenay, Québec

Technical Report

Prepared for



August 2020

DISCLAIMER

ATTENTION: PLEASE READ CAREFULLY

The information prepared by Nanometrics Inc. ("Nanometrics") and contained in this document is intended to report and provide insights for the full use, as required, of the recipient(s) of this document. Recipient(s) acknowledge that, if applicable, the overall outputs contained in this document are estimates by their nature, as they are dependent upon measurements and mathematical models with varying levels of inherent uncertainty and assumptions that are typical of empirical and statistical analysis. The findings in this document should be assessed as a whole and any attempt to rely on partial analysis or summary descriptions in this document could lead to undue emphasis on particular factors or inaccurate conclusions.

The information in this document is provided with the understanding that this document is intended for use as part of a wider scope of work that may be provided by Nanometrics and Nanometrics is not providing any professional advice or recommending any one course of action based on the contents of this document.

Nanometrics endeavours to provide accurate and reliable information and insights. This document has been provided in good faith based on data collected by Nanometrics which was available at the time the document was generated and which is dependent on various factors including, but not limited to, the number, geographical distribution and/or, if applicable, the performance of commissioned stations which may be affected by factors outside of the control of Nanometrics. Without limiting the foregoing, Nanometrics Inc. specifically disclaims any responsibility if this document is inaccurate, incomplete or misleading at the time of distribution.

All information in this document is provided "as is", without warranty of any kind, express or implied, including, but not limited to any warranties of merchantability, merchantable quality or fitness for a particular purpose. In no event will Nanometrics, or its partners, suppliers, employees or agents, be liable to the recipient(s) or anyone else for any loss, damage, cost or expense of any kind, including any consequential, special or similar damages, arising in connection with results obtained from the use of this information, any decision made or action taken in reliance on this document or any information contained in this document.

Table of Contents

1. Executive Summary	3
2. Introduction	4
3. Methodology	6
4. Regional Tectonic Setting	8
5. Seismic Source Characterization	11
5.1. Base Source Model	11
5.2. Regional Earthquake Catalogue.....	14
5.3. Magnitude Recurrence Relations for Important Source Zones	15
5.4. Seismicity Potential in the Site Vicinity.....	18
6. Ground Motion Model	25
6.1 GMM Approach	25
6.2. Ground Motion Data	26
6.3. Site Condition	30
6.4. Comparison of Recorded Motions with GMMs	31
6.5. Epistemic Uncertainty	33
6.6. Ground Motion Model Suites	36
6.7. Aleatory Variability	37
7. Hazard Analysis	39
8. Summary	46
9. References	47
Appendix A Hazard disaggregation for 475-year return period.....	52
Appendix B Hazard disaggregation for 975-year return period.....	54
Appendix C Hazard disaggregation for 2475-year return period.....	56

1. Executive Summary

A site-specific probabilistic seismic hazard assessment (PSHA) is conducted for a proposed liquid natural gas (LNG) processing facility site near Saguenay, Québec. The assessment is performed by Nanometrics in collaboration with Dr. Gail Atkinson, who acted as a technical advisor for the study. This report describes the methodology, assumptions and findings for the conducted PSHA study.

The primary objective is to determine the horizontal and vertical uniform hazard spectra for a hard rock condition (Site Class A), for return periods of 475, 975 and 2475 years. Seismic source zones are defined to model the activity rate, spatial distribution, and maximum magnitude within 500 km of the site. The approach to source zonation is to begin with the regional source zones and rates as determined by the Geological Survey of Canada (GSC), and explore modifications that may be required to make the models suitable for application to the site. A suite of ground motion models that characterize the potential earthquake motions and associated epistemic uncertainty for the reference site condition is developed based on the recently updated predictive models and the scaled-backbone approach.

The ground-motion hazard at the target site is greater than the GSC's published values based on the regional 5th generation hazard model for all return periods of interest. This is primarily attributed to (i) the use of updated ground motion models in this study and (ii) the implementation of smoothed seismicity method which resulted in concentration of potential seismicity around the areas closer to the site where faults are concentrated and past seismicity has been observed.

Hazard disaggregation analysis indicates that for the 475-year return period the hazard is controlled by moderate magnitude earthquakes in the Charlevoix area. For the 975- and 2475-year return periods, moderate magnitude earthquakes within the Saguenay region begin to dominate short-to-intermediate periods, whereas long periods are controlled by large magnitude earthquakes in the Charlevoix area.

2. Introduction

A site-specific seismic hazard assessment is conducted as input for the design of a proposed LNG facility within the Saguenay Fjord (Figure 1). In accordance with the standard CAN/CSA-Z276-18, uniform response spectra (UHS) and peak ground accelerations (PGA) are determined for three return periods of interest: 475, 975 and 2475 years. Hazard assessment is performed for a generic hard rock condition (Site Class A).

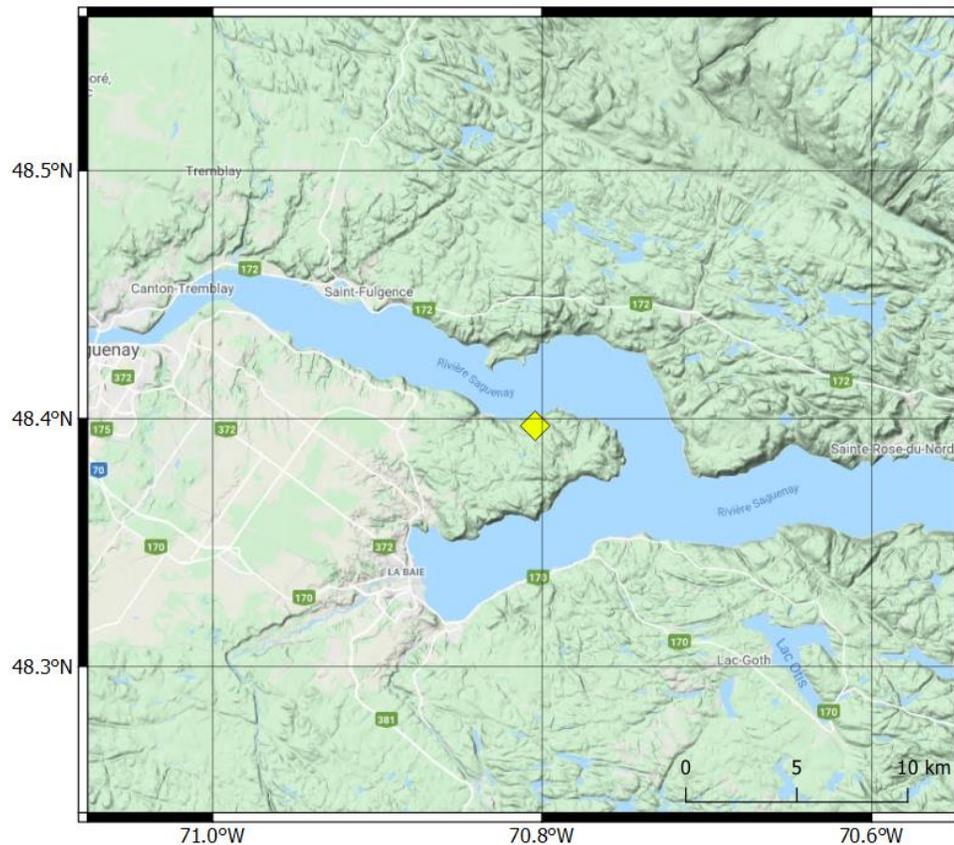


Figure 1. Location of the proposed LNG facility (yellow diamond) within the Saguenay Fjord

Seismic hazard is estimated using the probabilistic Cornell-McGuire method that accounts for the uncertainty in location and magnitude of potential future earthquakes at local and regional sources. Earthquake occurrence is linked to the resultant ground motions at the target site using ground motion models (GMMs), which also account for uncertainty and variability in earthquake motions. The probabilistic method forms the basis for the seismic hazard maps in Canadian building codes. This assessment represents a refinement of the 5th generation hazard model (Halchuk et al., 2015) developed by the Geological Survey of Canada (GSC) with focus on the potential seismicity and their ground motions in the site vicinity.

Site-specific hazard analysis is performed to determine hard rock UHS and PGA for return periods of interest. Vertical-component ground-motion hazard is estimated from the horizontal motions using published horizontal-to-vertical (H/V) ratios. This study showed that the ground-

motion hazard at the target site is greater than the GSC's published values based on the regional 5th generation hazard model for all return periods of interest. This is primarily attributed to the use of updated ground motion models in this study as well as the implementation of smoothed seismicity method which resulted in concentration of potential seismicity around the areas closer to the site where faults are concentrated and past seismicity has been observed.

The seismic hazard is disaggregated to identify the magnitudes and distances that contribute most to the hazard at the target site. It is found that 475-year hazard is dominated by earthquakes in Charlevoix area with magnitudes $6.0 < M < 6.5$. For the 975-year return period, contributions for short spectral periods ($T < 0.1$ s) become apparent at local distances (~ 30 km) with moderate magnitude earthquakes ($5.5 < M < 6.0$). At intermediate and long periods ($T \geq 0.1$ s) the hazard controlled by earthquakes of $6.0 < M < 7.0$ from Charlevoix area. For the 2475-year return period, hazard at short and intermediate periods ($T < 1$ s) is dominated by $6.0 < M < 6.5$ earthquakes in Saguenay area, whereas long period contributions come from $7.0 < M < 7.5$ Charlevoix area.

3. Methodology

Seismic hazard analyses in Eastern Canada are based on probabilistic concepts which allow incorporation of both geologic interpretations of seismic potential and statistical data regarding the locations and sizes of past earthquakes. The Cornell-McGuire method (Cornell, 1968; McGuire, 1976, 1977, 2004) has proven particularly well-suited to calculate expected ground motions for a wide range of seismic hazard environments. It forms the basis for the seismic hazard maps in the National Building Code of Canada since 1985, and is the usual basis for seismic hazard evaluations of important engineered structures.

With probabilistic seismic hazard assessment (PSHA), ground motions that may be produced by future earthquakes at a target site can be estimated for a desired annual probability of exceedance, considering uncertainties in their location, magnitude and ground motion. Uncertainties involved in PSHA are grouped into two categories: epistemic and aleatory uncertainty. The former refers to the model uncertainty due to incomplete knowledge regarding the processes governing earthquake occurrence and ground motion generation. It implies a spread of possible results about those that might be considered a best estimate. This type of uncertainty is typically considered using a logic tree framework where alternative source and ground motion models are represented with associated weighting. The aleatory uncertainty, on the other hand, refers to the random uncertainty due to the physical variability of earthquake processes. It is incorporated directly into the probabilistic analysis as part of the integral sum of possible earthquake scenarios.

In this study, seismic hazard is determined based on the probabilistic method. The spatial distribution of earthquakes is described by defining seismic source zones (areas which may contain groups of faults) on the basis of seismicity and seismotectonic interpretations. The 5th generation seismic source model of GSC (Halchuk et al., 2015) is examined to determine whether it accurately represents the potential seismicity at the site vicinity. The frequency of earthquake occurrence for each source zone is described by a magnitude-recurrence (MR) relationship, truncated at a maximum magnitude, M_x . The source zones and associated MR models of GSC are checked for applicability based on the observed seismicity patterns using an up-to-date earthquake catalog. Seismic sources within 500 km of the site are considered in the analysis. A literature survey is conducted to understand the seismicity potential of known faults near the target site.

Earthquake ground-motion models (GMMs) provide the link between the occurrence of earthquakes of various magnitudes and the resulting ground motion levels at the site. Two alternative suites of GMMs are considered in the hazard analysis. Both GMM suites are developed using the scaled-backbone approach (Atkinson et al., 2014). The first suite is derived from the 17 seed GMMs that were developed for Central and Eastern North America in the Next Generation Attenuation - East (NGA-East; Goulet et al., 2018) project. The second GMM suite is constructed based on the predictive model of Atkinson et al. (2015), which was developed for earthquakes in southern Ontario and western Quebec. The epistemic uncertainty in median predictions is modeled based on a logic-tree approach, where the distribution of potential

median predictions is approximated using a lower, central and upper model. For each GMM suite, the central backbone model is defined, which is then scaled to define the corresponding lower and upper branch models. Aleatory variability of ground motions is treated independently from the specification of the median ground motions and associated epistemic uncertainty. The available data are insufficient to model aleatory variability with confidence. Consistent with the 5th generation hazard model, the representative aleatory variability values as proposed by Atkinson and Adams (2013) are used in this study.

The probability of exceeding a specified level of ground motion at the site is calculated by summing up the hazard contributions over all magnitudes and distances, including sources within 500 km of the site. The open-source EqHaz software package (Assatourians and Atkinson, 2013; 2019) that is based on Monte Carlo simulation approach is used for the hazard analysis. The EqHaz software consists of three components:

- EqHaz1 generates synthetic earthquake catalogs by randomly drawing sets of recurrence parameters using a source-model logic tree and associated weights, in order account for epistemic uncertainties in source modeling. This is repeated for each source zone and realization. Event locations are assigned based on the choice of uniform or smoothed seismicity methods (discussed later).
- EqHaz2 generates synthetic ground motion catalogs using the earthquake catalogs generated by EqHaz1. It determines ground motions that would be experienced at a target site for each synthetic event based on the probabilistic approach. Ground motion amplitudes are randomly sampled using a GMM logic tree and aleatory variabilities. EqHaz2 calculates hazard curves and the uniform hazard spectra (UHS) by summing up ground-motion hazard contributions from all magnitudes and distances.
- Hazard disaggregations are performed using EqHaz3, where the relative hazard contributions at magnitude – distance pairs are extracted.

In this study, hazard analysis is performed for 12 oscillator periods of interest between $0.01 \text{ s} \leq T \leq 10 \text{ s}$, to calculate UHS for each annual probability of interest (1/475, 1/975 and 1/2475). Hazard values for peak ground acceleration (PGA) are also determined for the same annual probabilities.

4. Regional Tectonic Setting

The project site is located in an intraplate tectonic setting where Iapetan rift structures occur. These structures were created during the rifting and opening of the Iapetus Ocean in the late Proterozoic, 700–600 Ma (Kumarapeli, 1985; Mazzotti et al., 2005). This major episode of extension corresponds to the formation of large-scale systems of normal faults along the rifted margin and associated aulacogens across most of Eastern North America. The Appalachian nappes were thrust over the North America craton during the close of the Iapetus Ocean in mid to late Paleozoic, possibly as late as Permian approximately 250 Ma (Williams, 1979; Faure et al., 1996). The last phase of significant tectonic activity in the St. Lawrence area was during the Jurassic rifting and opening of the North Atlantic Ocean, which marks the reactivation of Iapetan normal faults (Lemieux et al., 2003).

The St. Lawrence Rift System (SLRS) is characterized by NE-SW trending faults and establishes the boundary between the Grenville Province of the Canadian Shield to the northwest and the St. Lawrence Lowlands to the southeast (Lamontagne and Ranalli, 2014). The grabens of Ottawa–Bonnechere and Saguenay River intersect the SLRS and are both interpreted as Iapetan failed arms (Kumarapeli, 1985; Tremblay and Roden-Tice, 2011) (PEM and SAG zones of Figure 3). Faults related to the Ottawa–Bonnechere and Saguenay grabens trend mostly WNW–ESE.

Rifting of the Saguenay region was dated concurrent with the breakup of Pangea and the onset of continental rifting 200–250 Ma ago (Tremblay et al., 2013). The Saguenay fault system is represented by two major subparallel normal faults, the Sainte-Marguerite River fault to the north, and the Lac- Kénogami fault to the south (Figure 2). These two faults bound the Saguenay River and extend laterally for several tens of kilometers. At present, there are no clear indications that pre-existing structures of the Grenvillian basement have controlled the development of either the St. Lawrence or Saguenay fault systems (Tremblay et al., 2013).

The SLRS and its associated failed Iapetan arms has hosted many of the large ($M > 5$) earthquakes in Eastern Canada (Lamontagne et al., 2008). The associated seismicity is notably clustered in three zones: (i) along the Ottawa River (MNT, PEM and KIP zones of Figure 3), (ii) Charlevoix, a repetitive source of large earthquakes and a continuous source of small earthquakes (CHV zone of Figure 3), and (iii) the lower St. Lawrence, a diffuse zone of mostly small earthquakes (BSL zones of Figure 3). Most earthquakes in these zones are thrust events with no known surface ruptures, occurring at depths of 5 to 25 km within the Grenville cratonic basement, primarily through the reactivation of the existing faults in the current compressional stress regime (Adams and Basham, 1991; Lamontagne and Ranalli, 2014). The largest eastern Canadian earthquake in the last 50 years, the 1988 Mw5.9 (where Mw is moment magnitude) Saguenay earthquake, occurred on the margin of the Saguenay rift (SAG zone of Figure 3) 40 km to the south west of the study site. Prior to the 1988 Saguenay earthquake sequence, the area was considered seismically inactive (Du Berger, 1991).

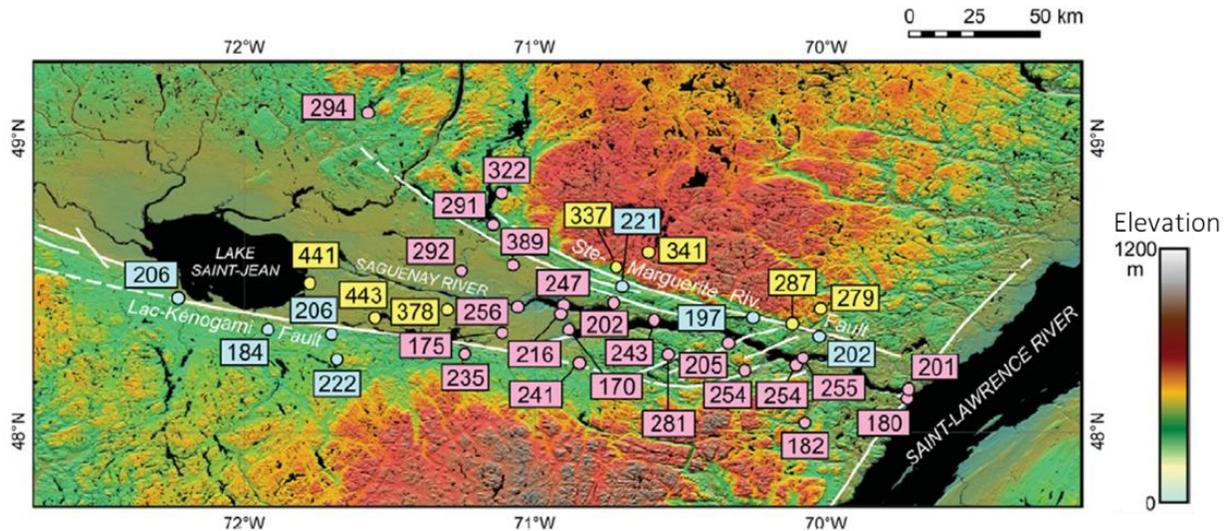


Figure 2. Age (in Ma) distribution for the Saguenay River fault system based on apatite fission-track dating (modified from Tremblay et al., 2013). Blue boxes are for footwall samples and yellow boxes are for hanging-wall samples of the Lac-Kénogami and Sainte-Marguerite River faults. Pink boxes are for the Saguenay River valley (north and south shores).

The causes of earthquakes in Eastern Canada are not well understood. The superposition of the regional stress field and the relatively modest post-glacial rebound stresses are likely to play a role in earthquake occurrence in the area. It is argued that the localized seismic zones may simply be an artifact of limited time period of seismic data collection within a transient system. Over time, seismicity may be more evenly distributed along the paleotectonic structure network, but with only small portions active over short intervals (Braid, 2010; Swafford and Stein, 2007). However, the presence of pre-existing faults related to the SLRS does not explain all the features of the known seismicity (such as the seismicity north of the Ottawa River in western Quebec, the GAT zone on Figure 3). It is proposed that other factors such as local weaknesses and stress conditions, in addition to the lapetan rift faults, may lead to the earthquakes concentrated in certain areas along the SLRS (Tuttle and Atkinson, 2010; Lamontagne and Ranalli, 2014).

Located about 100 km downriver from Saguenay, the Charlevoix seismic zone is the most active area in the region, with numerous small to medium earthquakes as well as five $M > 6$ events in the last 350 years (Mazzotti et al., 2005). In contrast, the area between Quebec City and Montreal, which both lie along the same rift system, show less seismic activity. The elevated seismic activity in Charlevoix region has been attributed at least in part to a meteorite impact (~ 350 Ma) in the southern part of the area, which contributed additional complexity by creating a ~ 60 km diameter system of concentric faults and fractures (Rondot, 1968; Lemieux et al., 2003). Lamontagne (1987) showed that microearthquakes within the impact structure have more varied mechanisms than those outside it, due to the extra structural complexity caused by the impact. According to Baird et al. (2009, 2010), the weakening of the rift faults produces a stress increase in the region of the crater bounded by faults, leading to low-magnitude events within the crater and large events outside it.

Another possibility for the reactivation of local faults is the role of subcrustal processes. For example, the NW-SE trending band of seismicity in western Quebec (north of the Ottawa River, GAT zone on Figure 3) could be related to an extension of the New England Seamount Chain track or the passage of this region over the Great Meteor hotspot between 140 Ma and 120 Ma (Sykes, 1978; Crough, 1981; Adams and Basham, 1989). Crough (1981) demonstrated that the passage of the hot spot caused a local uplift of the shield, resulting in erosion of at least 1 km at Montreal and perhaps 6 to 7 km in New England. Although the hot spot may have been less well developed when western Quebec passed over it, the Precambrian crust in western Quebec may have been thermally stressed and fractured by differential uplift during the passage of the hot spot (Adams and Basham, 1991). This geologically recent weakening of the North American craton may have localized the release of seismic energy today.

5. Seismic Source Characterization

The first step in the seismic hazard assessment is the characterization of seismogenic sources in the area of interest. In this study, seismic sources within 500 km of the site are considered for the hazard assessment. An up-to-date earthquake catalog is compiled from available seismological databases and used to check and refine the zonation and magnitude-recurrence (MR) relations of the 5th generation source model.

A literature survey is conducted to understand the seismicity potential of known faults near the target site. The aim of the literature survey is to determine whether there are identified faults that represent an additional hazard that is not already implicitly considered in the source zone models. This could include faults with significant geologic slip, or that show some indication that they may concentrate seismicity relative to that of the surrounding area. The local treatment of sources, including potential faults, is reported in Section 5.4.

5.1. Base Source Model

The 5th generation seismic source model developed by the GSC (Halchuk et al., 2015) is adopted as a base model in this study¹. In Eastern Canada, it consists of three alternative interpretations of potential seismicity: a historical model (H2), a regional seismotectonic model (R2) and a hybrid model (HY). The H2 model (Figure 3) is composed of conventional areal sources defined on the basis of historical seismicity clusters under the assumption that these clusters will continue to produce earthquakes. This model comprises a number of relatively small source zones together with a few large background zones. Though the zone boundaries are largely chosen to enclose seismicity clusters, there is also some account taken of broad regional geological features such as the Iapetan rifted margin (sources that follow the St. Lawrence River). The important zones of historical activity for this project are:

- Saguenay (SAG) Seismicity Zone: It captures the seismicity in Saguenay region that extends 121 km to the north west of the site, and 71 km to the south east of the site where it borders the Charlevoix zone. The 1988 Mw5.9 Saguenay earthquake, which caused damage in the area, is the largest historic event recorded in this zone.
- Charlevoix (CHV) Seismicity Zone: It includes the seismicity between Charlevoix County on the north shore and Kamouraska County on the south shore. This is the most seismically active region in Eastern Canada. Historically, the CHV zone has been subject to five large earthquakes: ~M7.5 in 1663² (Ebel, 2011), ~M6 in 1791, ~M6 in 1860, ~M6.5 in 1870 and M6.2 in 1925 and hundreds of smaller events (Halchuk et al., 2015).

¹ The 6th generation hazard model was in preparation at the time of this study. It uses most of the same seismic sources as in the 5th generation model with some changes to those in Western Canada. The earthquake catalog and MR relations for source zones in Eastern Canada were kept the same in the 6th generation source model (Adams et al., 2019).

² Based on geological investigations, Locat et al. (2003, 2009, 2011) proposed that this earthquake may occurred in SAG zone (discussed later).

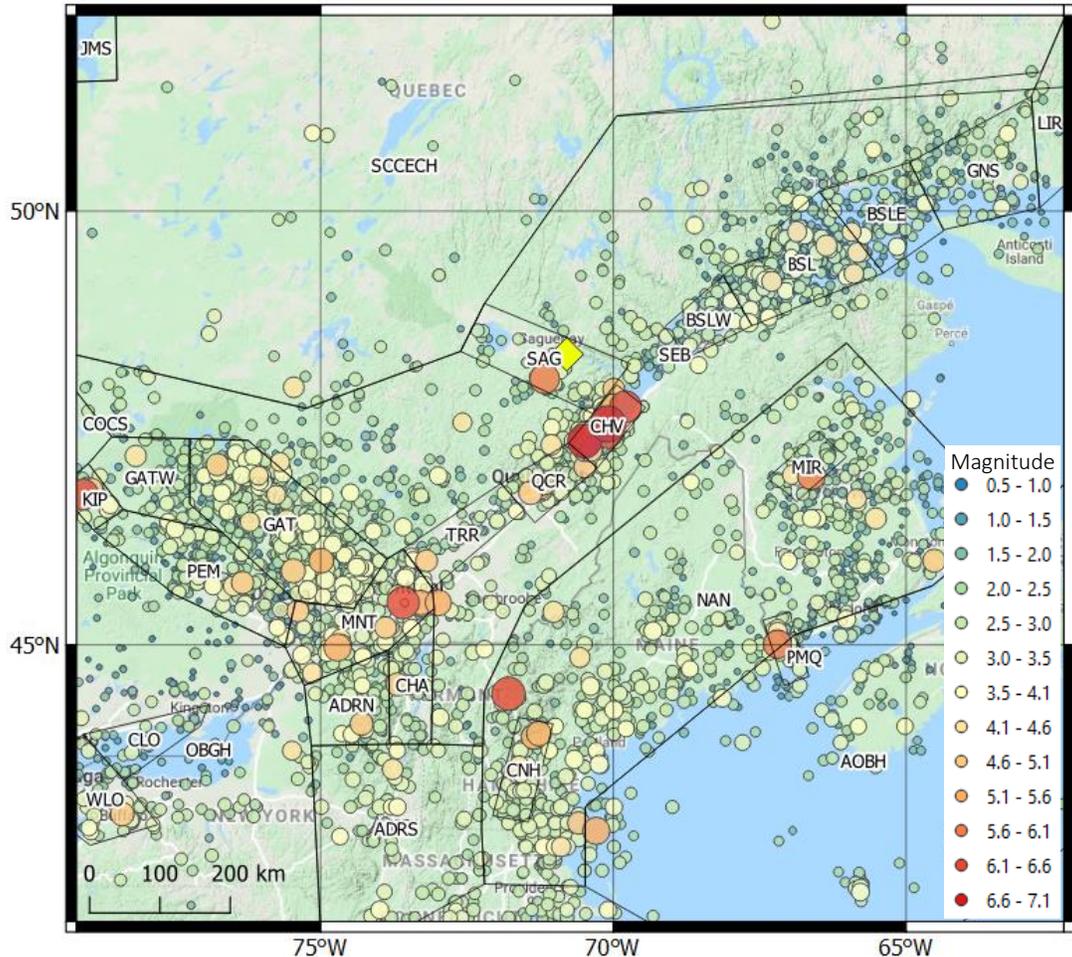


Figure 3. Seismic source zonation for H2 model. Seismicity through the end of 2019 (after the completeness screening) is also shown. Diamond symbol indicates the project site.

The R2 model (Figure 4) follows broad regional seismotectonic units, implicitly smoothing the activity of clusters across larger regional zones. The implicit assumption is that clusters within the seismotectonic zones may migrate over long time scales (many hundreds to thousands of years), with currently-active clusters dying out, and new clusters initiating elsewhere. Seismic reflection profiles in the Charlevoix area fail to show significant accumulated slip across Quaternary deposits, suggesting that significant seismic activity in the Charlevoix seismic zone is relatively young, perhaps only a few thousand years (Lamontagne, 1999). Due to the spatial association of known seismicity with the Iapetan rift structures and the long return periods of major earthquakes in Eastern North America (ENA), it is likely that historical seismicity has not revealed the locations of all seismogenic structures. For these reasons, it has been postulated that future large earthquakes ($M > 6$) may be equally likely anywhere within broad source zones that encompass tectonically-similar geologic structures (Adams and Basham, 1989; Johnston et al. 1994; Swafford and Stein 2007). On the other hand, paleoseismic investigations suggest that for the last ~10,000 years the rate of large earthquakes appears to have been much higher in the Charlevoix seismic zone than in adjacent areas of the St. Lawrence, and thus the presence of

lapetan rift faults that underlie the St. Lawrence Valley of southeastern Canada may not be entirely indicative of potential earthquake hazard (Tuttle and Atkinson, 2010).

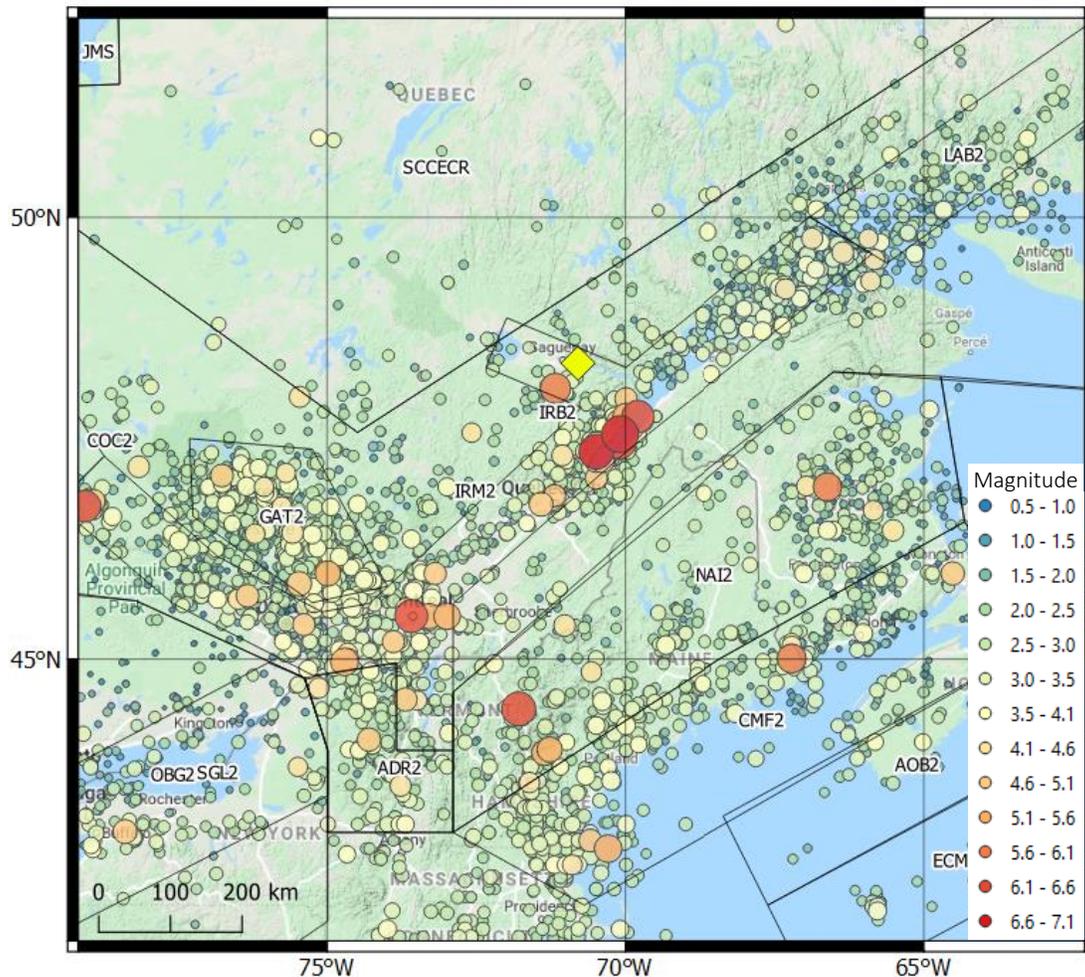


Figure 4. Seismic source zonation for R2 model. Seismicity through the end of 2019 (after the completeness screening) is also shown. Diamond symbol indicates the project site.

The HY model (Figure 5) is a hybrid that takes elements from both the historical and tectonic models. It is argued that historic large events in Eastern Canada (e.g., 1663 ~M7 Charlevoix earthquake) may be considered as characteristic mainshocks, which induced clusters of seismicity in the vicinity that may last hundreds of years, followed by a period of quiescence that might last thousands of years (Adams and Basham, 1989; Crone et al., 2003; Stein et al., 2009). This conceptual model implies that large earthquakes ($M > 6.5$) cannot be predicted simply on the basis of a relatively short earthquake history and can occur anywhere along the SLRS with equal probability as characteristic events, whereas small-to-moderate earthquakes ($M < 6.5$) occur according to recently observed seismicity in segmented zones, with significant departures from the observed seismic rates being unlikely in the near future (Atkinson and Goda, 2011). In practice the HY model is implemented by using the zones of historical seismicity clusters to model the recurrence parameters for earthquakes up to M6.8. Broader overlying regional

seismotectonic sources are used to model recurrence parameters events of $M > 6.8$, up to the same maximum magnitudes as for the H2 model. The HY model uses all of the sources in the H2 model (for earthquakes up to $M 6.8$) together with large seismotectonic sources, which are intended to capture the occurrence of rare, large earthquakes. To avoid double counting, the M_x for most of the H2 zones was capped at $M 6.8$. However, because the large seismotectonic sources do not cover the entire areal extent of the H2 zones the M_x in nonoverlapped zones were retained at their original H2 values.

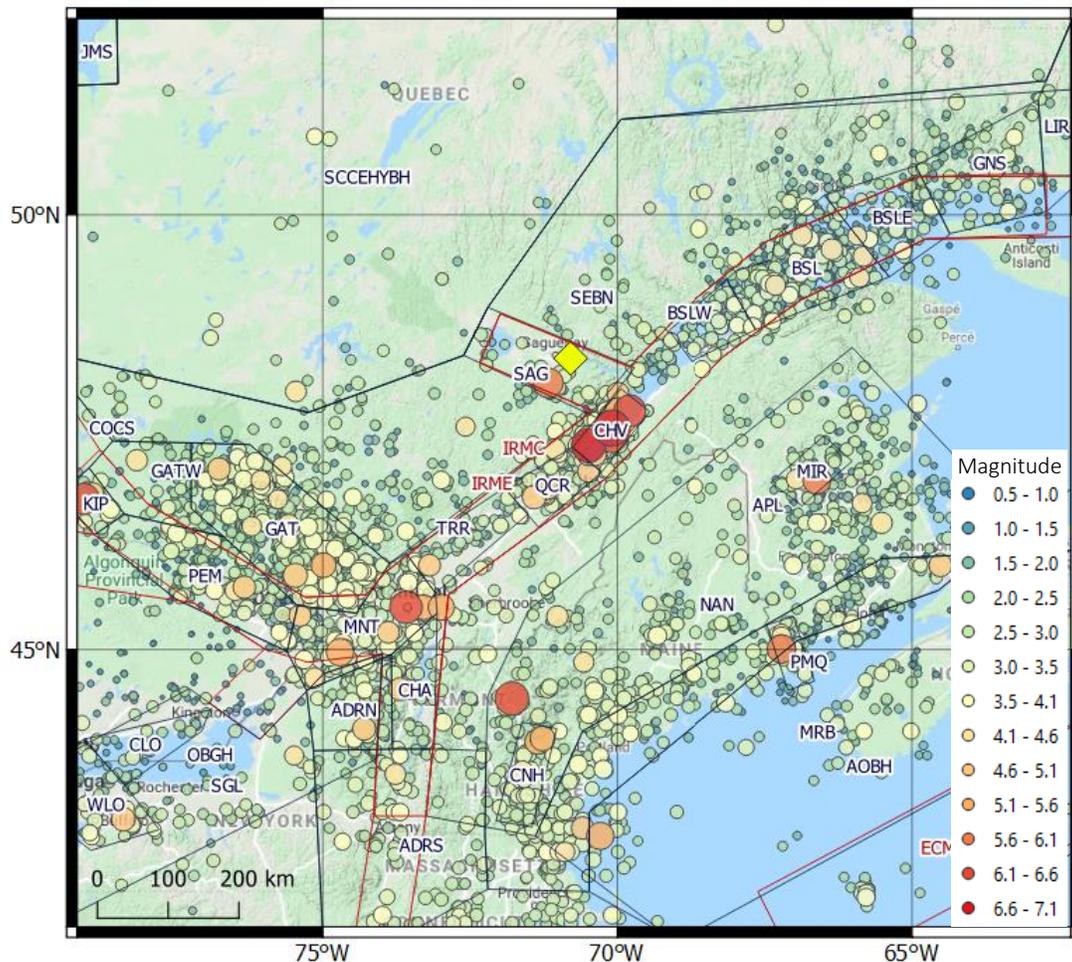


Figure 5. Seismic source zonation for HY model. Seismicity through the end of 2019 (after the completeness screening) is also shown. Diamond symbol indicates the project site.

5.2. Regional Earthquake Catalogue

The adopted base source model relies on the Seismic Hazard Earthquake Epicentre File (SHEEF) compiled by Halchuk et al. (2015). The SHEEF catalogue includes all known seismic events with a magnitude of $M \geq 2.5$ through the end of 2010. In this study, it is updated with new events reported by GSC and the USGS from the beginning of 2011 to the beginning of June, 2020. The

reported magnitudes are converted to moment magnitude (Mw) following the same approach of Halchuk et al. (2015) in order to maintain consistency with the SHEEF catalogue. Events that are smaller than the minimum magnitude of completeness, as defined by Adams and Halchuk (2003), are excluded in the assessment of recurrence rates.

In many regions, it is common to decluster a catalogue to remove aftershocks before conducting the PSHA, in order to satisfy the stationarity assumptions of the Poisson distribution. This has not been the common practice in most regions of Canada, particularly in eastern Canada. There are several reasons for this. One is specific to earthquake recurrence models in this region. Aftershock sequences for large intraplate earthquakes may continue for long durations (hundreds to thousands of years) (Stein and Liu, 2009; Leonard et al., 2014) rendering traditional declustering techniques unsuitable. For example, some researchers posit that the ongoing activity in CHV zone is part of a long aftershock sequence of the 1663 event (Ebel, 1984; Adams and Basham, 1991). Under this logic, most seismicity (and hazard) would be removed by declustering, which would clearly not be appropriate, as seismicity is ongoing. Furthermore, recent work suggests that declustering algorithms can lead to biased b-values (Llenos and Michael, 2020), and that the practice of declustering may be unjustified in many cases. Moreover, some argue that the events that occur are part of the hazard, as they contribute to the overall moment budget for the region. Finally, sensitivity tests in selected regions of Canada (Adams, pers. comm.) suggest that, if one uses a manual procedure to remove suspected aftershocks, this does not significantly impact the calculated hazard (in comparison to leaving the aftershocks in). Therefore, the GSC has not removed aftershocks in development of either the 5th or 6th generation hazard models (with rare exceptions), and that practice is followed in this study. Therefore, the event catalogue is not declustered.

5.3. Magnitude Recurrence Relations for Important Source Zones

The zonation and magnitude-recurrence (MR) relations of the base source model are examined using the updated event catalogue, with focus given to the hazard-significant zones. Figure 6 shows a comparison of the spatial distribution of earthquakes and the H2 source model for the area within ~200 km of the site. The GSC's choices in terms of source zone boundaries for the H2 model appears to be appropriate on a regional scale, with seismicity clustering largely within the defined zone boundaries.

GSC adopted MR relations of the 5th generation source model for use in the 6th generation model (Adams et al., 2019). For a given source zone, the MR relation is characterized in terms of alternative combinations of activity rate (a-value), slope (b-value) and maximum magnitude (M_x) in order to account for the epistemic uncertainty in the rate of earthquakes. GSC provides three alternative values (best, lower and upper) for a-b pairs and M_x, corresponding to a total of nine MR relations for each source zone. The a- and b-values were generally determined based on the maximum likelihood statistics together with uncertainty bounds on the best-fit relation (Adams et al., 2015). In some cases, the best b-values were defined based on the regional average values

(e.g., QCR) or the rates of large historical events (e.g., CHV and SAG). The maximum magnitudes were identified by considering the largest events observed in tectonically-analogous regions worldwide, largest historical event in the region and GPS strain rates (Mazzotti et al., 2005; Adams et al., 2015).

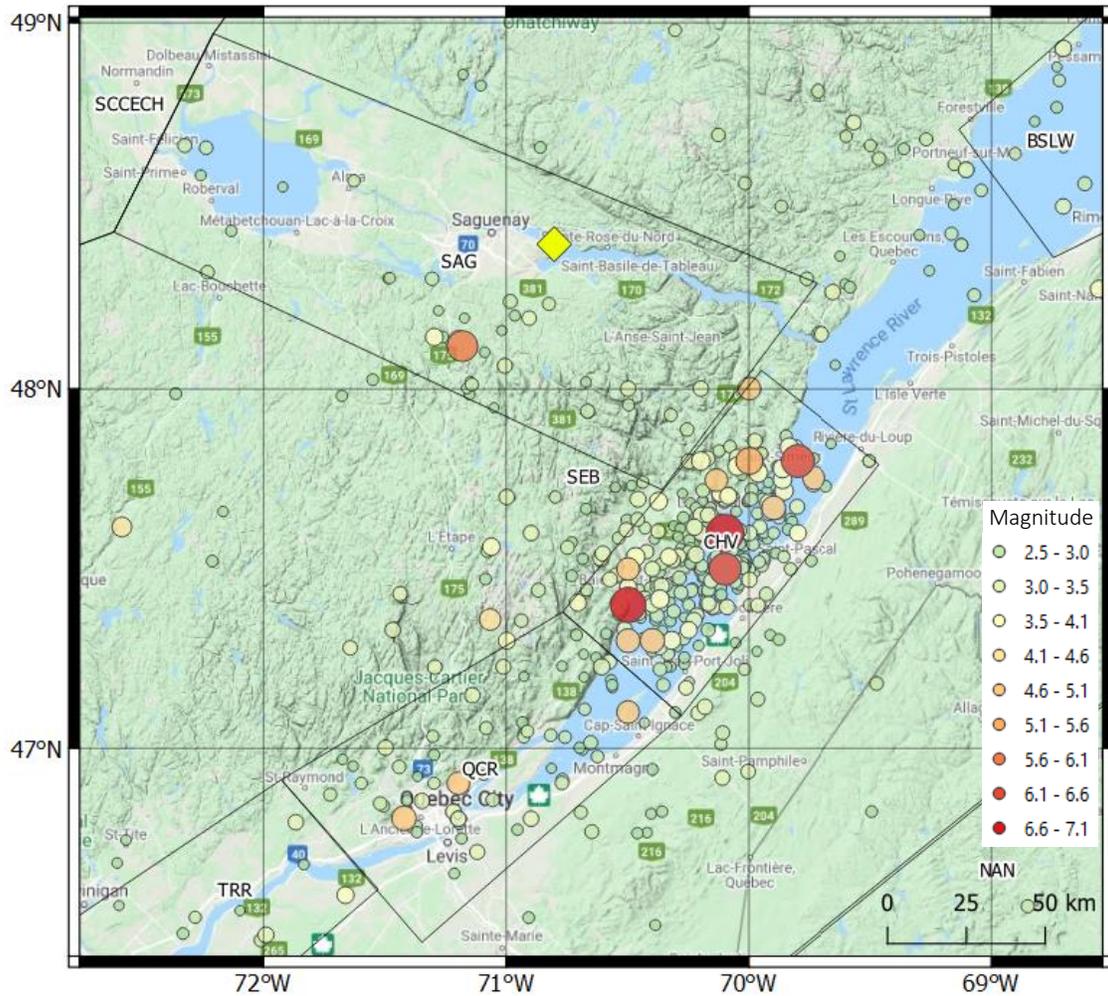


Figure 6. Earthquakes of $M_w \geq 2.5$ through the end of May, 2020 (after the completeness screening) and the H2 source model for zones within ~ 200 km.

In this study, the annual rate of events, $\lambda(m>M_w)$, are determined based on the updated catalogue and compared to the GSC's MR relations. These comparisons are shown in Figure 7 for the hazard-significant source zones. The GSC models defining best, lower and upper estimates of the MR relations are consistent with the seismicity rates observed in the updated catalogue. The alternative parameter values of MR relations for important source zones within ~ 200 km of the target site are listed in Table 1.

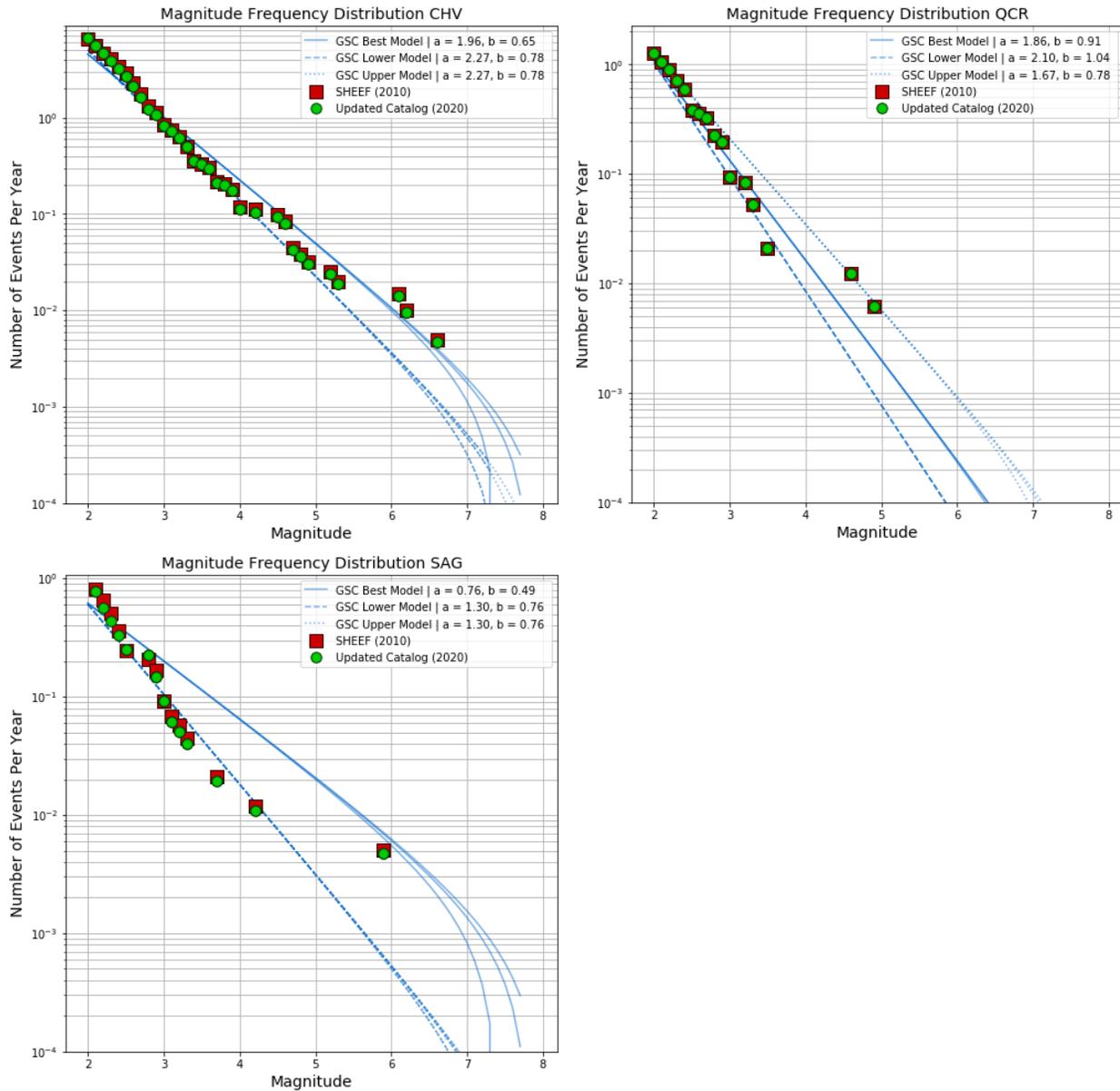


Figure 7. Comparison of GSC's MR relations (lines) and the annual rate of earthquakes (symbols), as determined from the updated regional catalogue, for hazard-significant source zones.

Table 1. Parameter values of GSC’s MR relations for hazard-significant source zones

Source Zone	Model	a-value	b-value	Mx
CHV	Best:	1.96	0.65	7.8
	Lower:	2.27	0.78	7.4
	Upper:	2.27	0.78	8.0
SAG	Best:	0.76	0.49	7.8
	Lower:	1.30	0.76	7.4
	Upper:	1.30	0.76	8.0
QCR	Best:	1.86	0.91	7.8
	Lower:	2.32	1.14	7.4
	Upper:	1.45	0.69	8.0

The source models are used in hazard analysis in a logic-tree framework that is adopted from the 5th generation hazard model. It accounts for uncertainties in hypocenter depths, MR relations and maximum magnitudes using three alternative discretized branches with assigned weights (Figure 8). Consistent with the 5th generation hazard model, a minimum magnitude of Mw4.8 is used in the analysis.

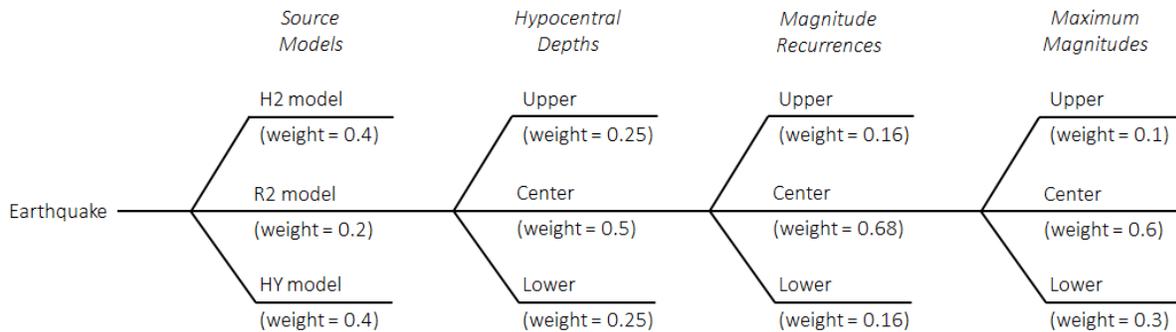


Figure 8. Illustration for the source model logic tree

5.4. Seismicity Potential in the Site Vicinity

Local Faults

Seismic sources in the adopted base model are defined as areal source zones. In general, it is difficult to associate observed seismicity with specific faults with confidence due to insufficient location accuracy and low activity rates, combined with the likelihood that earthquakes are happening on a diffuse series of unmapped faults at depth, rather than those seen on the surface. Earthquakes in eastern Canada typically occur at depths of 5 to 20 km, on faults that have no surface expression. Furthermore, faults mapped on the bedrock surface in Eastern Canada were formed hundreds of millions of years ago, and typically have no documented relation to current seismic activity. Thus, there is no clear-cut relationship between mapped bedrock faults and observed seismicity. The only known exception in Eastern Canada is the Ungava fault in northern Quebec, which was characterized by the occurrence of the 1989 M6.3

earthquake that produced surface rupture and subsequent aftershocks (Adams and Basham, 1991).

A fault map was acquired from the Quebec Geomine Information System (SIGEOM), hosted by Energy and Natural Resources Québec, which revealed the mapped extents of several large fault structures between Saguenay and Charlevoix (Figure 9). Most faults in the area are oriented in NW-SE or NE-SW directions. Faille des Ha! Ha! is one of the notable faults near the study site and extending ~100 km to the south.

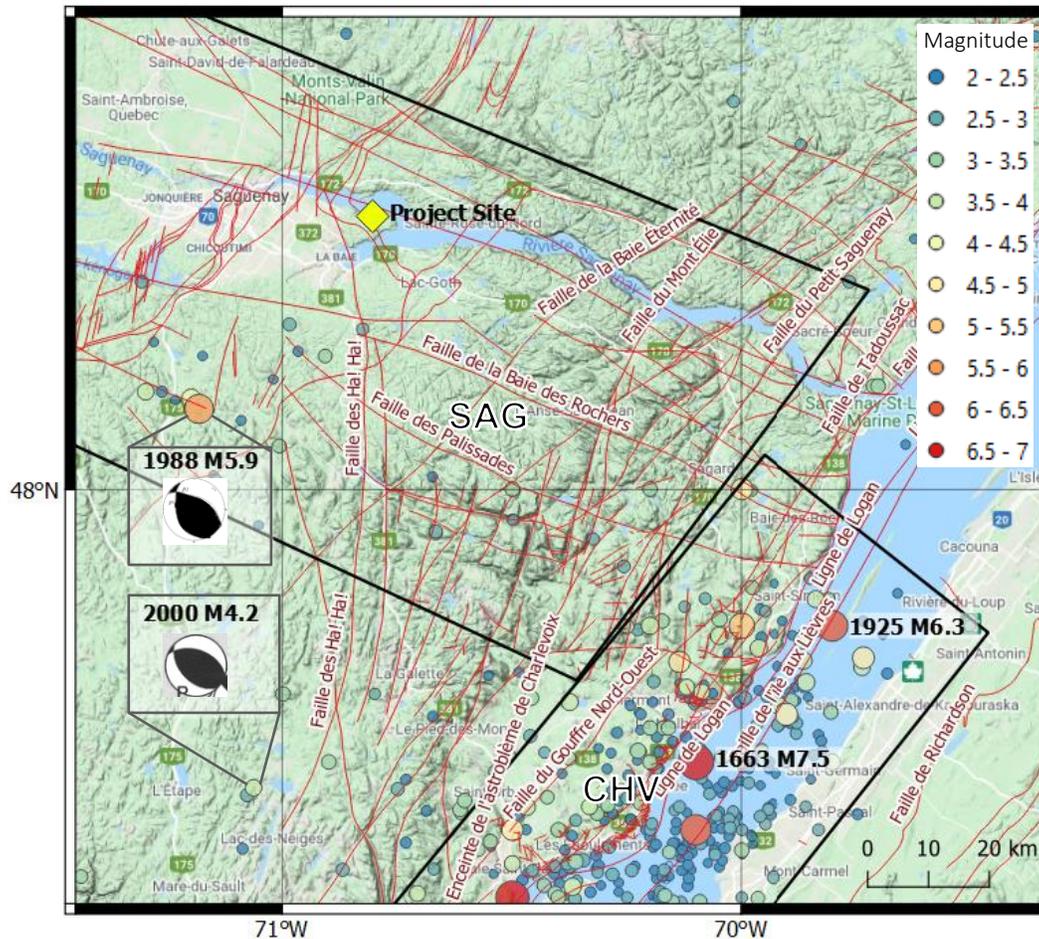


Figure 9. Surface extensions of known faults (red lines) in the vicinity of the site. All historical events of $M_w > 2$ are shown. The 1988 $M_w 5.9$ Saguenay, 1663 $M_w \sim 7.5$ and 1925 $M_w 6.3$ Charlevoix earthquakes are indicated on the map. Moment tensor solutions for the 1988 $M_w 5.9$ event (Ma et al., (2018) and another earthquake of $M_w 4.2$ (Bent, 2003) are also shown.

The SIGEOM database does not include information on the strike, dip, depth or mechanism of faults. However, focal mechanism solutions of recorded events can shed some light in terms of the predominant stress orientation and slip characteristics in the study area. Ma et al. (2018) performed high precision relocations on the 1988 Saguenay earthquake sequence and re-compute the rupture plane for the $M 5.9$ event. The authors found a strike dip and rake of 299° , 57° and 64° respectively, indicating a reverse faulting mechanism which dips to the north east.

Another Mw4.2 earthquake located within the Jacques-Cartier block 60 km to the south of the 1988 M5.9 event, shares a similarly oriented reverse faulting mechanism with strike, dip and rake of 289°, 47° and 70° respectively (Bent and Perry, 2003). These orientations align with the predominantly north-east and south-west oriented maximum horizontal stress direction in the region determined from borehole measurements (Mazzotti and Townend, 2010).

Location of the 1663 M7.5 Earthquake

There is a debate on the true location of the 1663 M7.5 earthquake in the literature, which may have important implications in terms of seismic hazard in the study area. GSC locates this event in the Charlevoix seismic zone based on historical damage reports (Smith, 1962). However, Locat et al. (2003, 2009, 2011) proposed that the 1663 M7.5 earthquake was located near Saguenay based on observations of land and marine mass wasting events throughout the Saguenay Fjord. Locat et al. (2003) identified a surficial fault-like feature which intersects the Saguenay Fjord approximately 10km to the south west of the study site. The authors suggested that this feature might hosted the 1663 M7.5 earthquake. The feature displays a slip of 0.5m and a known length of 600m. A correspondence with Dr. Jacques Locat indicated that this feature may be a part of Faille de Ha! Ha! or a different unmapped fault in the area (Figure 10). Further field work would be required to determine the full extent of this feature and its relationship with known faults in the area.

In a more recent study, Turmel and Locat (2016) performed seismic wave propagation simulations for three proposed locations of the epicenter of the 1663 M7.5 event: (i) the location of the 1925 Charlevoix earthquake, (ii) the location of the 1988 Saguenay earthquake, and (iii) within the Baie des Ha! Ha!, roughly 10 km south west from the study site. Centroid moment tensor solutions from the 1925 and 1988 earthquake were scaled up to a M7.9 earthquake and the ground motion intensities that would be felt at the surface were simulated across the region. It was found that an epicenter at any of the three locations produced ground shaking intensities at the surface that were significant enough to have triggered the observed land and marine slides throughout the Saguenay Fjord. The moment magnitude events are scaled to in the study are on the high end of what Ebel (2011) estimated the moment magnitude of the 1663 event at $M7.5 \pm 0.5$. Turmel and Locat (2016) do not consider site amplification effects of near surface sediment layers or local topography throughout the region. It is possible for these two reasons that that the ground motions generated in the simulations are not entirely representative of the 1663 event. The authors concluded that the location of the earthquake was more likely to be somewhere between the three proposed locations within the Jacques-Cartier Block rather than within the Fjord.

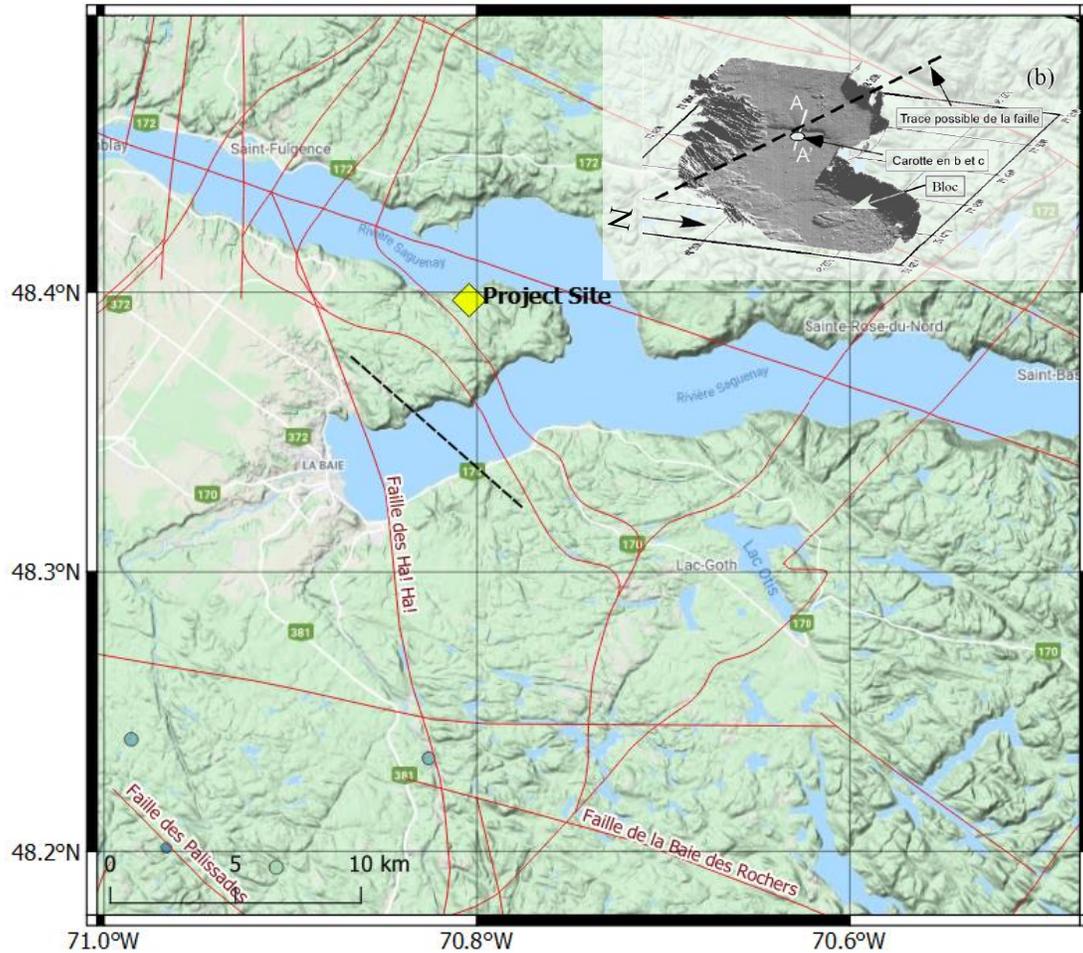


Figure 10. Locations of Faille de Ha! Ha! and the feature indicated by Locat et al. (2003) is shown (black dashed line and top-right inset), relative to the study site.

Return Period of Characteristic Earthquakes

An understanding of the return period of potential seismicity on the postulated faults in Saguenay region is required in order to assess whether they pose additional hazard at the study site. St Onge et al., (2004) studied rapidly deposited layers (RDL) in the Saguenay Fjord. They identified two RDLs that formed during the last 4000 years within the Fjord. The study indicated that the 1988 Mw5.9 Saguenay earthquake did not produce any significant land or marine slides within the Fjord. As a result, the authors suggest that an earthquake with Mw6.75 or greater would be required to form RDLs within the Fjord, if the event epicenter was located near the 1988 sequence. The return period of such event would be approximately 2000 years.

Tuttle and Cowie (1991) documented the characteristics of liquefaction features that formed during and before the 1988 Mw5.9 Saguenay earthquake. In the excavations of the 1988 sand boils in Ferland area (~20 km to the south of the study site), they found cross-cut liquefaction features from the pre-1988 period. These features were similar in morphology to the modern features and were therefore interpreted to be earthquake-induced liquefaction features. The

pre-1988 features in Ferland were larger than the equivalent features that formed during the 1988 earthquake. This suggests that the source of the earthquake responsible for their formation was located closer to Ferland and was probably different from the source that generated the 1988 Saguenay earthquake. The age of one pre-1988 feature was well-constrained an estimated age of 350 radiocarbon years. The youngest maximum age for another pre-1988 feature was dated to be approximately 1250 radiocarbon years. The authors pose two possible interpretations from these features. Either that two earthquakes large enough to induce liquefaction occurred in the Laurentide-Saguenay region during the 1250 radiocarbon years prior to the Saguenay event; or alternatively, that one such earthquake occurred in the region in the 400 radiocarbon years before 1988.

For the SAG seismic zone in the H2 source model, two recurrence parameter sets were developed by the GSC. The 'best' model (weighted 68%) was developed to capture the return period of the Mw5.9 event with a relatively low b-value of 0.49 to match the observed rate of $M > 2$ earthquakes in the region. It corresponds to an upper boundary of return period in the range of 500-1000 years for a Mw7 earthquake, depending on the choice of maximum magnitude (M_x). The 'alternative' model (weighted 32%) captures the recurrence of the all other observed seismicity in the zone, returning a steeper b-value of 0.76. This model corresponds to a lower boundary of return period in the order of $\sim 10,000$ years for a Mw7 earthquake. Therefore, it is concluded that the GSC's recurrence models for SAG zone captures the ranges of return periods determined based on liquefaction events (Tuttle and Cowie, 1991) as well as the rapidly deposited layers found in Fjord (Tremblay et al., 2013).

Spatial Distribution of Potential Seismicity

While the uncertainty in return period of potential large events in SAG zone is captured by the GSC's recurrence models, their spatial distribution should also be accurately represented in order to ensure reliable hazard estimates. As shown in Figure 9, there are several faults in the study area, some of which are optimally oriented with the predominant stress regime and/or are in sufficient lengths to host moderate-to-large earthquakes. The literature review has indicated that one or more large earthquakes occurred in SAG zone before the 1988 sequence. However, the locations of these events are uncertain and it is not possible to associate those events to any particular fault(s) in the area. The paucity of recorded seismicity and their poor location accuracy poses additional challenge to sufficiently justify attributing any earthquakes onto each fault. No information found in the literature to suggest any of the faults to be more capable of generating seismicity than others.

The seismic source zone models developed by the GSC assume a uniform distribution of seismicity such that the probability of having an earthquake of any size is equivalent throughout the entirety of the zone. An alternative approach is to consider smoothed seismicity such that future seismicity is more likely to occur where seismicity has been observed in the past. Although observed seismicity in the Saguenay region is scarce, historical events overlay the mapped structures along the Saguenay rift margin and into the Jacques-Cartier Block between Saguenay

and Charlevoix (Figure 9). We apply smoothed seismicity to the H2 source model, and the associated zones within the HY source model in order to test the ability of the approach to constrain seismicity near faulted areas. We maintain the GSC's logic behind the R2 source model and associated zones within the HY source model such that seismicity could occur uniformly along any of the rift structures. We observe that the synthetic events generated based on smoothed seismicity method are well confined in the areas where mapped faults exist, which corresponds to areas where past seismicity has occurred. Conversely, gaps in synthetically generated seismicity are observed to the North/North East of the site within the rift structure where it has been suggested that the Saguenay graben structures are inactive (De Burger, 1991; Tremblay et al., 2013).

To validate that the spatial distribution of seismicity is accurately considered in the hazard analysis with smoothed seismicity approach, a sub-set of large structures within the area between Saguenay and Charlevoix are identified: Faille des Ha! Ha!, Faille de la Baie Éternité, Faille de la Baie des Rochers, Faille de la Baie Satine-Marguerite, and an unnamed north-west to south-east striking fault in the south east corner of the Saguenay zone (Figure 11). Synthetic events generated within 10km of the faults are collected, and their recurrence rates are computed. We find the recurrence of $M_w \geq 7$ earthquakes around each of the posed faults to be in the range of 1/4000 year to 1/10000 year. Considering that there may be other faults throughout the rift margin area that have not been mapped, we also define an area that encapsulates the known and potentially unmapped faults between Saguenay and Charlevoix area and find a return period of 1/1300 years for earthquakes with $M_w \geq 7$. These findings suggest that the application the smoothed seismicity method with the GSC's recurrence rates for the SAG source zone implicitly captures the hazard posed by potential seismicity that could occur on the known and unidentified structures near the site.

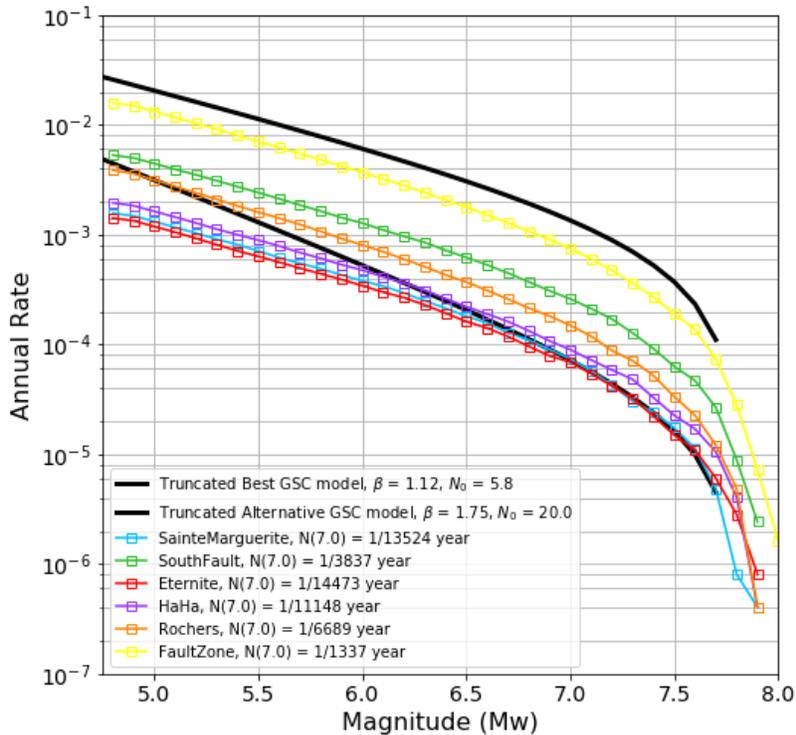
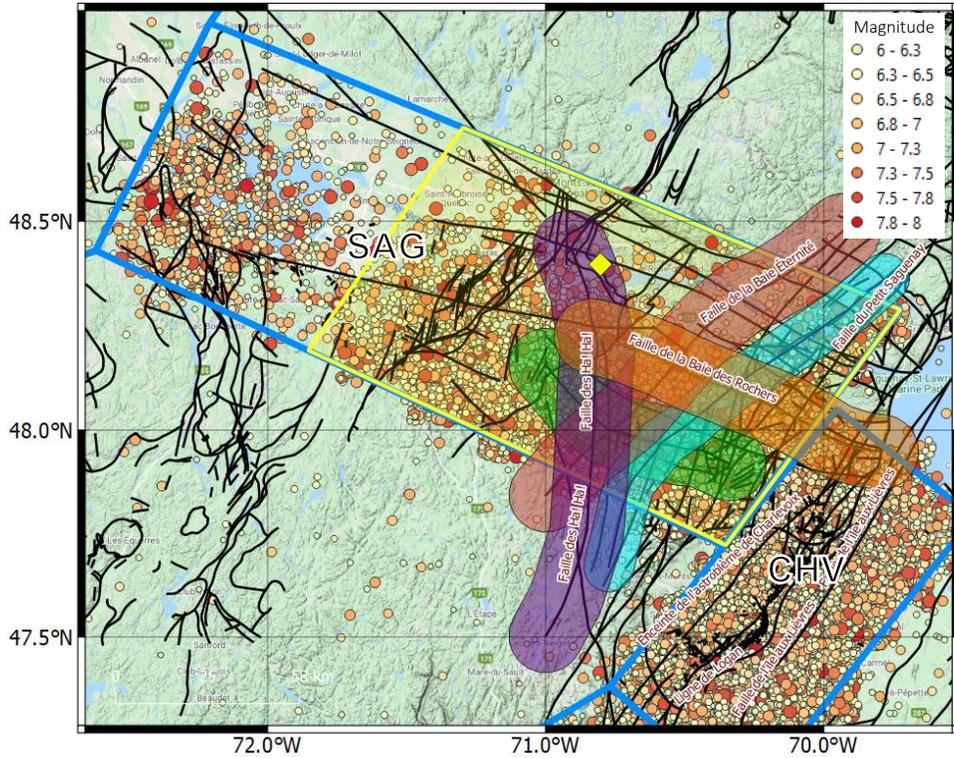


Figure 11. Map showing distribution of synthetic earthquake catalog generated based on smoothed seismicity method and pseudo-randomly selected fault orientations (upper). Recurrence parameters for individually selected faults and the broader fault zone (lower) suggest that the hazard posed by potential characteristic earthquakes across the zone is sufficiently captured by the implementation of smoothed seismicity method.

6. Ground Motion Model

6.1 GMM Approach

Two suites of GMMs are developed using the scaled-backbone approach (Atkinson et al., 2014). The essence of this approach is to identify one or more appropriate backbone GMMs that are consistent with the seismological attributes of earthquakes in the target region and to make adjustments as required, so that each model is transformed into a suite of alternative models that describe the center, body and range of median ground motions explicitly and transparently. This method is consistent with the original suggestions made in the Senior Seismic Hazard Analysis Committee (SSHAC) guidelines (Budnitz et al., 1997) and has been used widely in practice, including the 5th and 6th generation hazard models of Canada (Atkinson and Adams, 2013; Kolaj et al., 2019).

The first GMM suite is derived from the 17 seed models that were developed for hard-rock sites in Central and Eastern North America (CENA) in the NGA-East project (Goulet et al., 2018). The backbone model is determined as the weighted average of all NGA-East seed models. It is found to be in good agreement with the average ground motions recorded near the target site (Section 6.4). The epistemic uncertainty in median predictions is modeled based on a logic-tree approach, where the distribution of potential median predictions is approximated using a lower, central and upper model. The central model is represented by the backbone model and is scaled to define the lower and upper branch models. The scaling factor is determined based on the model-to-model differences considering all seed models, in which the priority is given to the hazard-significant magnitude and distance ranges (Section 6.5).

The second GMM suite is constructed based on the ground motion model of Atkinson et al. (2015, referred as Aea15 hereafter), which was derived for earthquakes in southern Ontario and western Quebec by a regional calibration of the CENA GMM of Yenier and Atkinson (2015) using recorded motions in the region. The Aea15 model provides ground motion estimates for hard-rock sites and is also found to be in good agreement with the average motions recorded in the site vicinity (Section 6.4). The epistemic uncertainty is modeled using logic tree branches about the Aea15 model based on the authors' recommendation of scaling factor (0.2 log units). The derived NGA-East and Aea15 GMM suites are presented in Section 6.6 and are given equal weights in the hazard analysis.

Aleatory variability of ground motions is treated independently from the specification of the median ground motions and associated epistemic uncertainty. The available data are insufficient to model aleatory variability with confidence. Consistent with the 5th and 6th generation hazard models, the representative aleatory variability values as proposed by Atkinson and Adams (2013) are used in this study. Adopted aleatory variability is 0.27 log units at long periods ($T \geq 1$ s), and decreases to 0.23 log units at short periods ($T \leq 0.25$ s).

6.2. Ground Motion Data

Earthquake ground motions are compiled from available monitoring stations in the vicinity of the project site. There are three public stations within the Saguenay area (CHIQ, LDAQ and SANQ) located 20 km, 60 km, and 90 km from the site respectively. Additionally, there are 13 stations located 100-150 km away in the Charlevoix area to the SE (Figure 12). The site conditions for the stations, where available, are described in Section 6.3. Earthquake ground motion records are compiled from IRIS continuous waveform data archives as well as from NRCan. Usable events of $M > 1$ within 400 km of a station and occurred during the operational period of each station are identified and queried. The signal to noise ratio of the records are calculated during processing and used as a high-level filter to eliminate poor quality records.

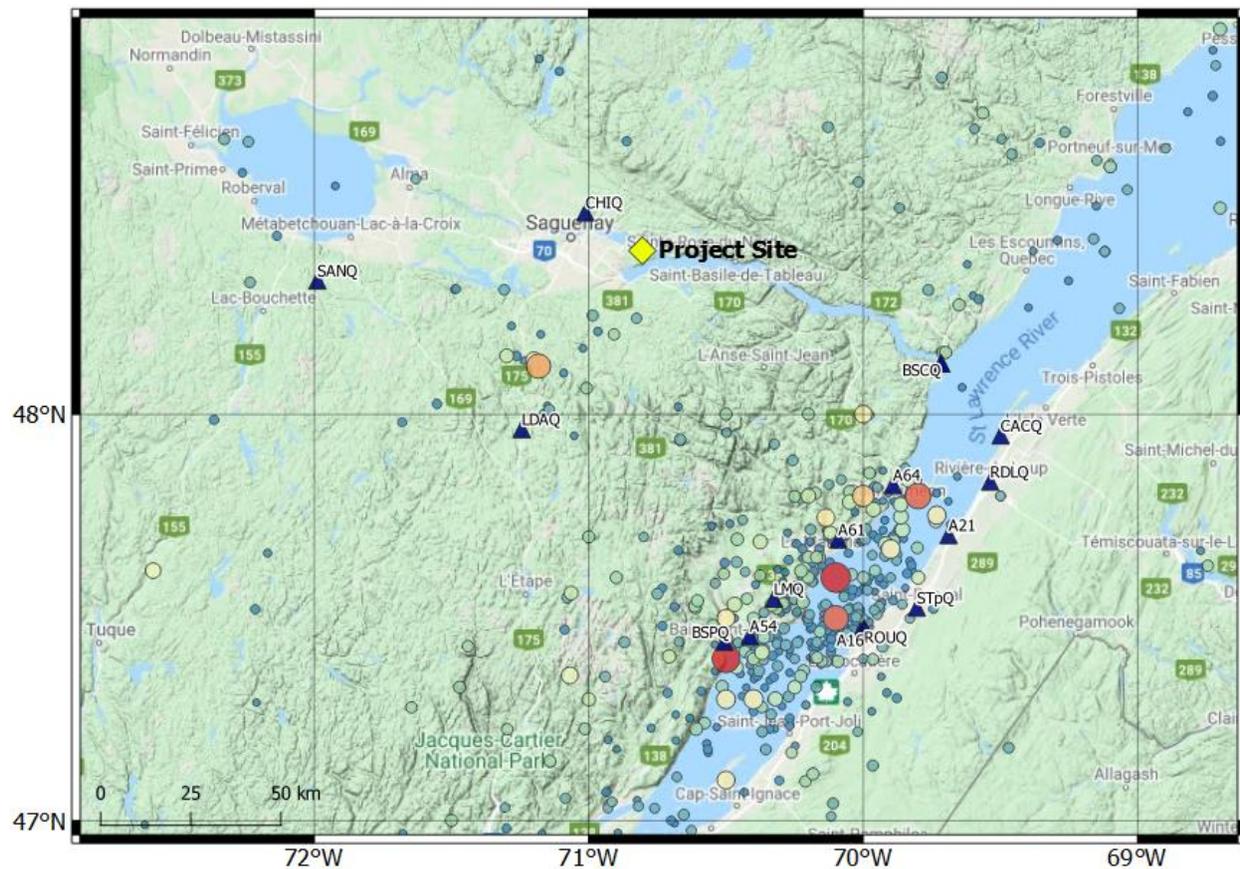


Figure 12. Seismic monitoring stations (triangles) operating near the target site. Earthquake catalog (circles) compiled in this study is also shown.

Compiled raw waveforms are processed in order to compute ground motion parameters. The processing routine includes windowing, trend removal, tapering, bandpass filtering and instrument response correction. For each record, the ground motion window of interest is identified based on estimated P and S arrival times. To this end, a regional travel-time model is developed. Manually picked P and S phase arrivals of past earthquakes are queried from the USGS database for all available event-station pairs in the region. Figure 13 shows ray paths of

event-station pairs used for the derivation of regional travel-time model. The regional travel-time relationships for P and S waves are shown in Figure 14 and provided in Equations 1 and 2, respectively:

$$t_p = \begin{cases} 0.15R_{hyp} + 1.01 & \text{for } R_{hyp} \leq 200 \text{ km} \\ 0.12R_{hyp} + 6.95 & \text{for } R_{hyp} > 200 \text{ km} \end{cases} \quad (1)$$

$$t_s = \begin{cases} 0.27R_{hyp} + 1.32 & \text{for } R_{hyp} \leq 200 \text{ km} \\ 0.23R_{hyp} + 9.29 & \text{for } R_{hyp} > 200 \text{ km} \end{cases} \quad (2)$$

where t_p and t_s are P- and S-wave travel times (s) and R_{hyp} is the hypocentral distance (km).

For a given earthquake record, the ground-motion window is defined from t_p to $t_p+4\Delta t_{sp}$ relative to the origin time, where Δt_{sp} is the S-P travel time difference. A 5-second buffer is considered at both ends of the ground-motion window to account for prediction uncertainties. This buffer is meant to ensure that the strong portion of ground motion is entirely captured. The length of the signal window used ranged from 20 sec to 200 sec, depending on the hypocentral distance. A pre-event noise window up to 30 s, where available, prior to the start time of the ground-motion window is included in the time series to quantify the quality of records. Figure 15 shows an example windowing of the ground-motion time series.

A linear trend line is subtracted from the raw waveform trace and a cosine taper is applied at each end. The resultant waveforms are then processed using a zero-phase shift 4th-order Butterworth bandpass filter. The low-pass frequency (f_{lp}) is defined as 80% of the Nyquist frequency in order to filter potential high-frequency noise as part of initial batch processing. The high-pass frequency (f_{hp}) is defined as $\log(f_{hp}) = 0.2 - 0.3M_w + 0.3\log(R_{hyp})$. This accounts for the dependence of signal-to-noise ratio on magnitude and distance. f_{hp} typically ranges from 0.4 Hz to 2.7 Hz for the processed waveforms. The instrument response is deconvolved from the recording by complex division in the frequency domain to ensure the accurate recovery of ground-motion amplitudes over a wide-frequency band.

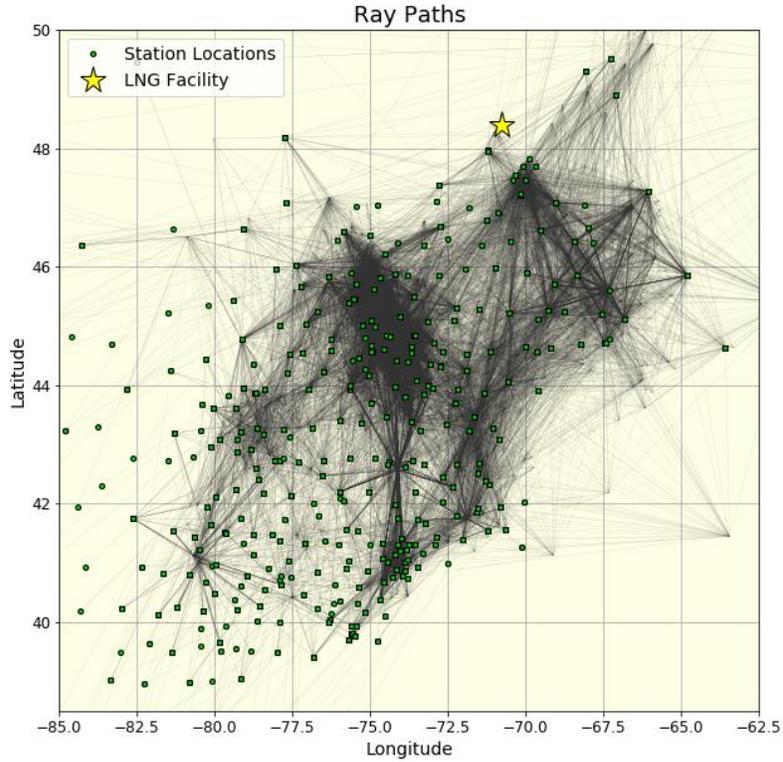


Figure 13. Ray paths of event-station pairs used for the derivation of regional travel-time model. Star represents the location of target site.

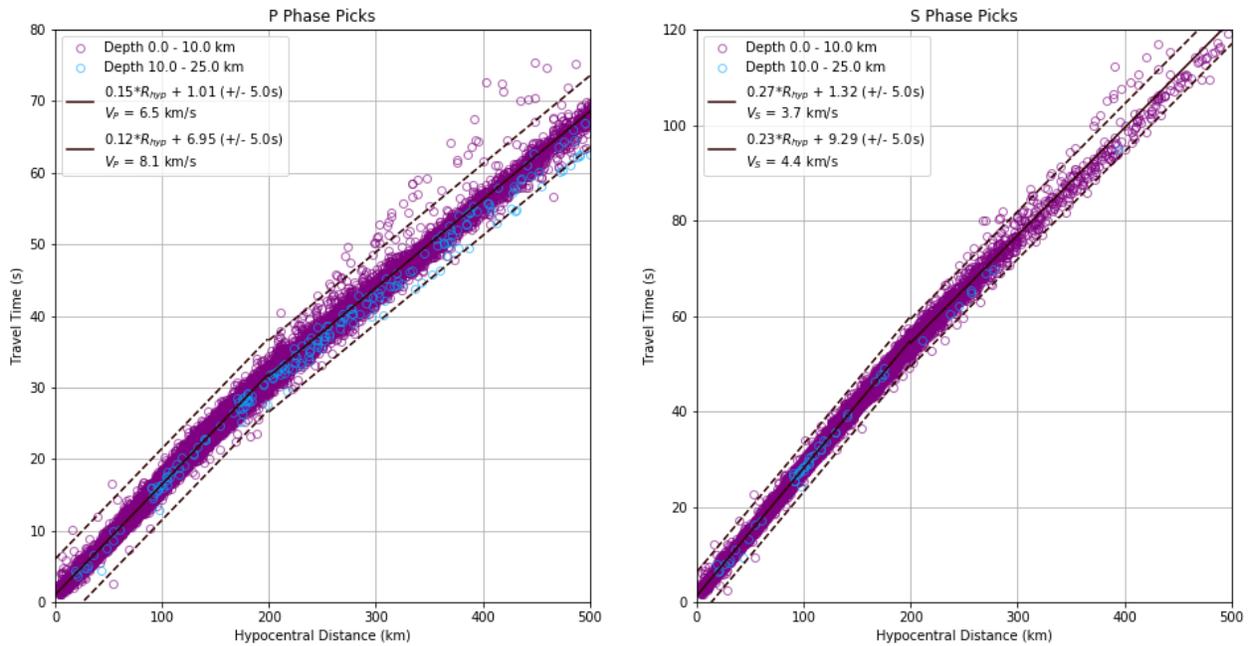


Figure 14. Travel-time models (solid lines) for P and S waves. Dashed lines indicate ± 5 s around the estimated arrival times. Circles represent manual phase picks compiled from past events in the region.

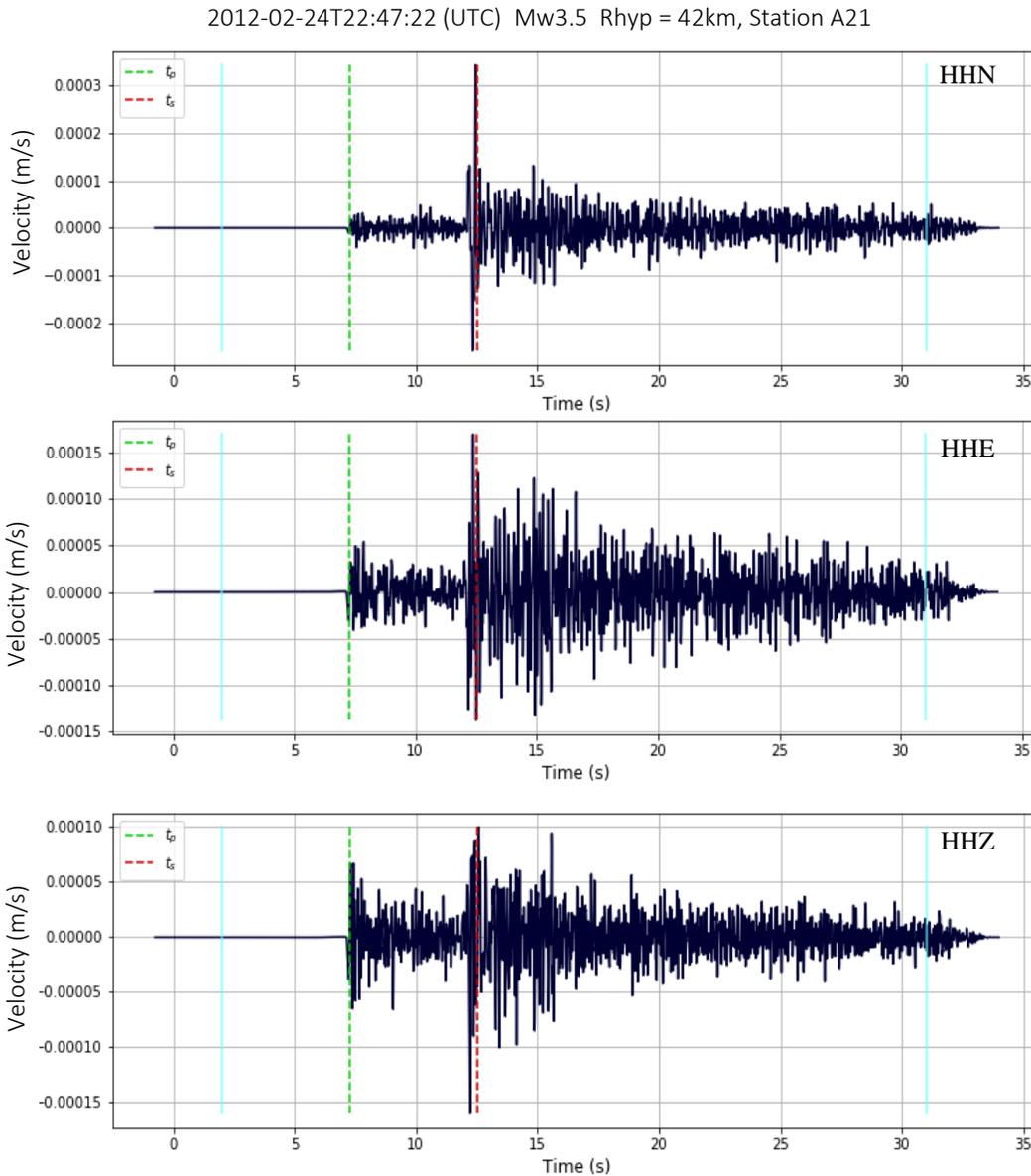


Figure 15. Example for the windowing of ground motion records. Estimated P and S arrivals are shown by green and red lines, respectively. Blue lines indicate the start and end times of ground motion window, including 5 s buffer at each end.

Finally, waveforms are visually inspected for record quality. Each record is assessed to determine if

- a. windowing parameters need refinement,
- b. the record has gaps or is incomplete within the ground-motion window of interest,
- c. the record is too noisy and seismic arrivals cannot be distinguished, or
- d. the waveforms are clipped due to the limited dynamic range of recording instrument.

Peak ground acceleration (PGA), peak ground velocity (PGV) and 5%-damped pseudo spectral acceleration (PSA) for periods up to the maximum usable period ($0.8/f_{hp}$), are computed for each usable component. Figure 16 shows the distribution of usable ground motions (signal-to-noise ratio, $SNR > 3$). The majority of records are obtained from $1.0 < Mw < 3.0$ events in the Charlevoix zone; there are a limited number of records from larger magnitudes, including the 1988 Mw5.9 Saguenay earthquake.

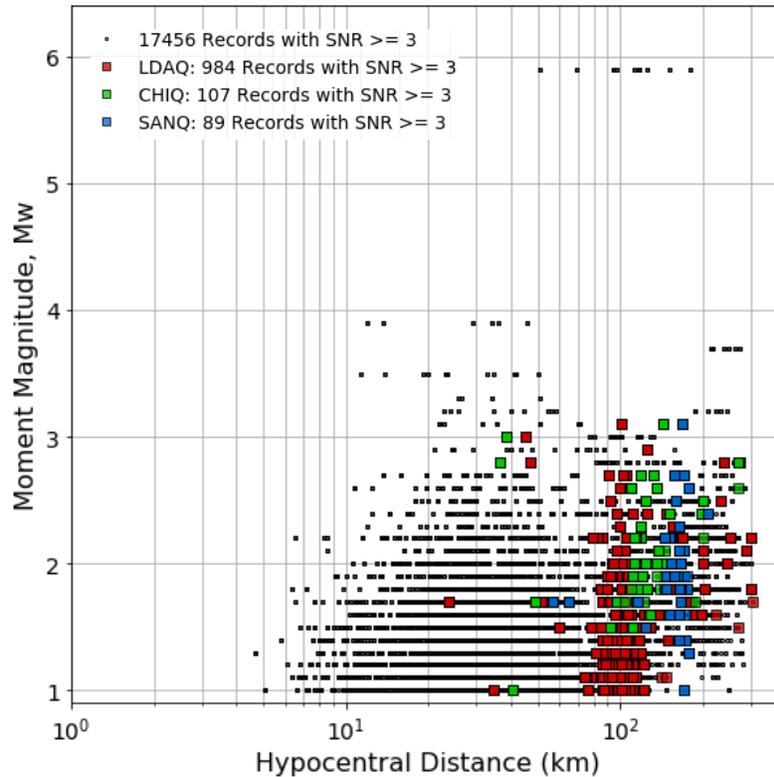


Figure 16. Magnitude-distance distribution of usable ground motions where the number in the legend indicates the number of individual channels with a signal to noise ratio greater than 3.

6.3. Site Condition

Site characteristics of the seismic stations within the Saguenay and Charlevoix regions are investigated in order to understand the compatibility of their ground motion recordings with the target site condition (Class A, hard rock). Based on the near surface shear-wave velocities reported by Palmer and Atkinson (2020) as well as the station site descriptions provided by Munro and North (1989), it is concluded that the majority of stations used in this study are located on hard rock site conditions, except the BSPQ station, which is found to be located on an alluvial fill.

The backbone GMMs adopted in this study were developed for hard-rock sites ($V_{S30} \geq 2000$ m/s). In practice, GMMs are typically adjusted to the target site condition in order to account for the

systematic differences in site amplification and high-frequency spectral decay. Recently, Palmer and Atkinson (2020) found that rock-to-hard rock sites ($1200 \text{ m/s} < V_{S30} < 3000 \text{ m/s}$) in southern Ontario and western Quebec have similar ground-motion attributes regardless of variations in their velocities. In order to further investigate whether the backbone GMMs are compatible with the target site condition, ground motions compiled in the site vicinity at known hard rock stations are compared with the predictions of backbone GMMs (discussed in the next section).

6.4. Comparison of Recorded Motions with GMMs

One of the major advancements in modeling of ground motions in ENA is the NGA-East project, which resulted in 17 mutually exclusive and completely exhaustive seed models for prediction of ground motions in CENA. The seed models were developed for hard rock sites ($V_{S30} = 3000 \text{ m/s}$) and were provided in tabular format for magnitudes between $4.0 \leq M_w \leq 8.2$ and distances up to 1500 km for peak ground acceleration (PGA), peak ground velocity (PGV) and 5% damped pseudo spectral accelerations (PSA) at 23 logarithmically spaced oscillator periods ($0.01 \text{ s} \leq T \leq 10 \text{ s}$). For Eastern Canada, GSC used the NGA-East seed models in the 6th generation hazard model, in addition to the Atkinson and Adams (2013) model as adopted from the 5th generation hazard model (Kolaj et al., 2019).

In this study, the weighted mean of 17 NGA-East seed models is adopted as a backbone model for the derivation of a GMM suite. It is determined based on the weights for individual seed models as recommended by Goulet et al. (2018). Additionally, the Atkinson et al. (2015, referred as Aea15) model, which was developed for $3.0 \leq M_w \leq 8.0$ events recorded on hard rock sites ($V_{S30} \approx 2000 \text{ m/s}$) in southern Ontario and western Quebec, is also used as an alternative backbone model for the generation of a second GMM suite, that is directly applicable to the site region.

The two backbone models are compared against the compiled ground motion dataset in order to assess the regional compatibility of the adopted models. The NGA-East backbone model is extrapolated for $3.0 \leq M_w < 4.0$ events (assuming the same magnitude scaling from $M_w 3$ to 4 as that from $M_w 4$ to 5) in order to maximize the use of available ground motion data. Figures 17 and 18 show ground motion residuals (i.e., $\log(\text{observed}/\text{predicted})$) determined based on the two backbone models. Both backbone models attain near zero average residuals across all periods. Overall, the NGA East backbone model shows slightly better agreement with the observed motions in comparison to the Aea15 model. The agreement of the regional ground motion observations with the GMMs for hard rock is consistent with the findings of Palmer and Atkinson (2020) that rock sites in Eastern Canada have similar responses regardless of variations in their velocities. We conclude that both backbone GMMs are compatible with the target reference site and no site-specific adjustments are required.

It is noteworthy that the ground motions of 1988 $M_w 5.9$ Saguenay earthquake (red circles in Figures 17 and 18) systematically attain large residuals in comparison to the both backbone

GMMs. This discrepancy is mainly attributed to the high stress drop of the 1988 event relative to the average stress drop of earthquakes in Central and Eastern North America (Boore and Atkinson, 1992). A further investigation is conducted to ensure that the uncertainty considered in GMM suites is wide enough to accommodate ground motions of this event.

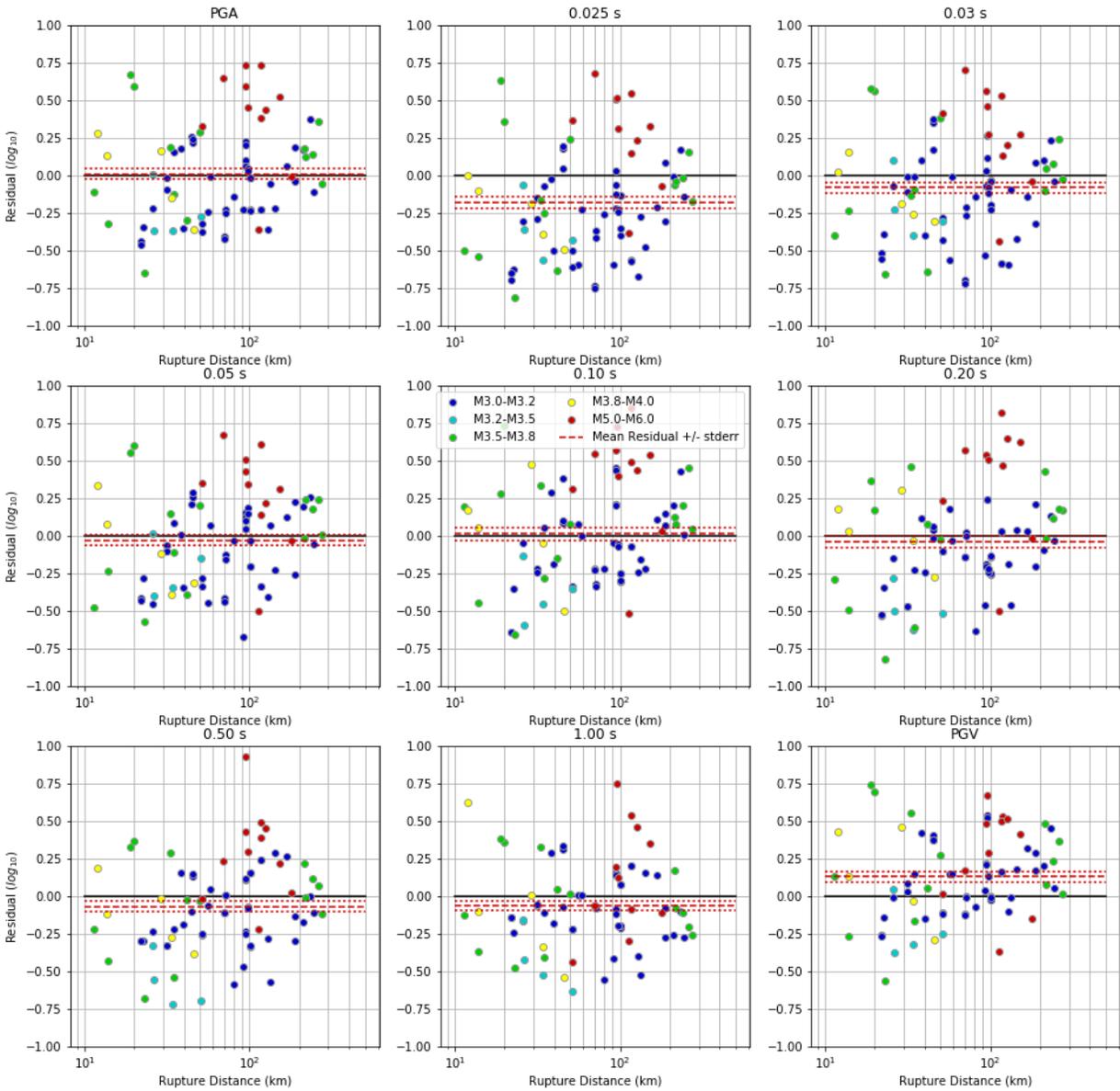


Figure 17. Ground motion residuals for NGA-East backbone (weighted mean) model. Dashed lines represent mean residuals and dotted lines indicate one standard error around the mean.

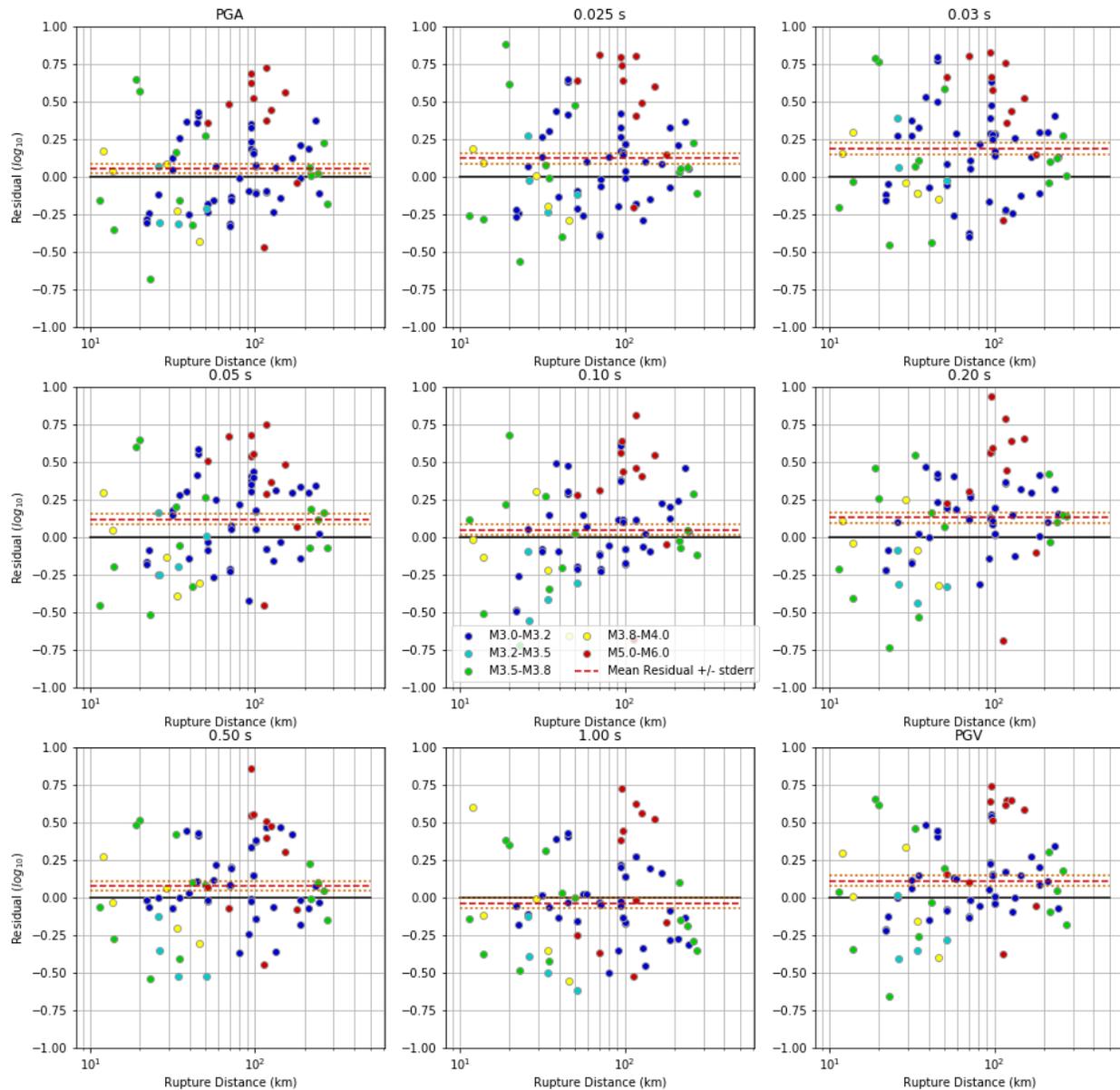


Figure 18. Ground motion residuals for Atkinson et al. (2015) backbone model. Dashed lines represent mean residuals and dotted lines indicate one standard error around the mean.

6.5. Epistemic Uncertainty

The epistemic uncertainty in median predictions of the NGA-East backbone model is quantified based on the model-to-model differences, considering the full set of seed models. Hazard-significant earthquake scenarios are considered in this assessment. Figure 19 shows disaggregation of 5th generation hazard estimates at the site for a return period of 2475 years, as obtained from GSC. It indicates that events within 100 km of the site, regardless of their magnitude, contribute most to the hazard. The hazard contribution of further events increases with spectral period.

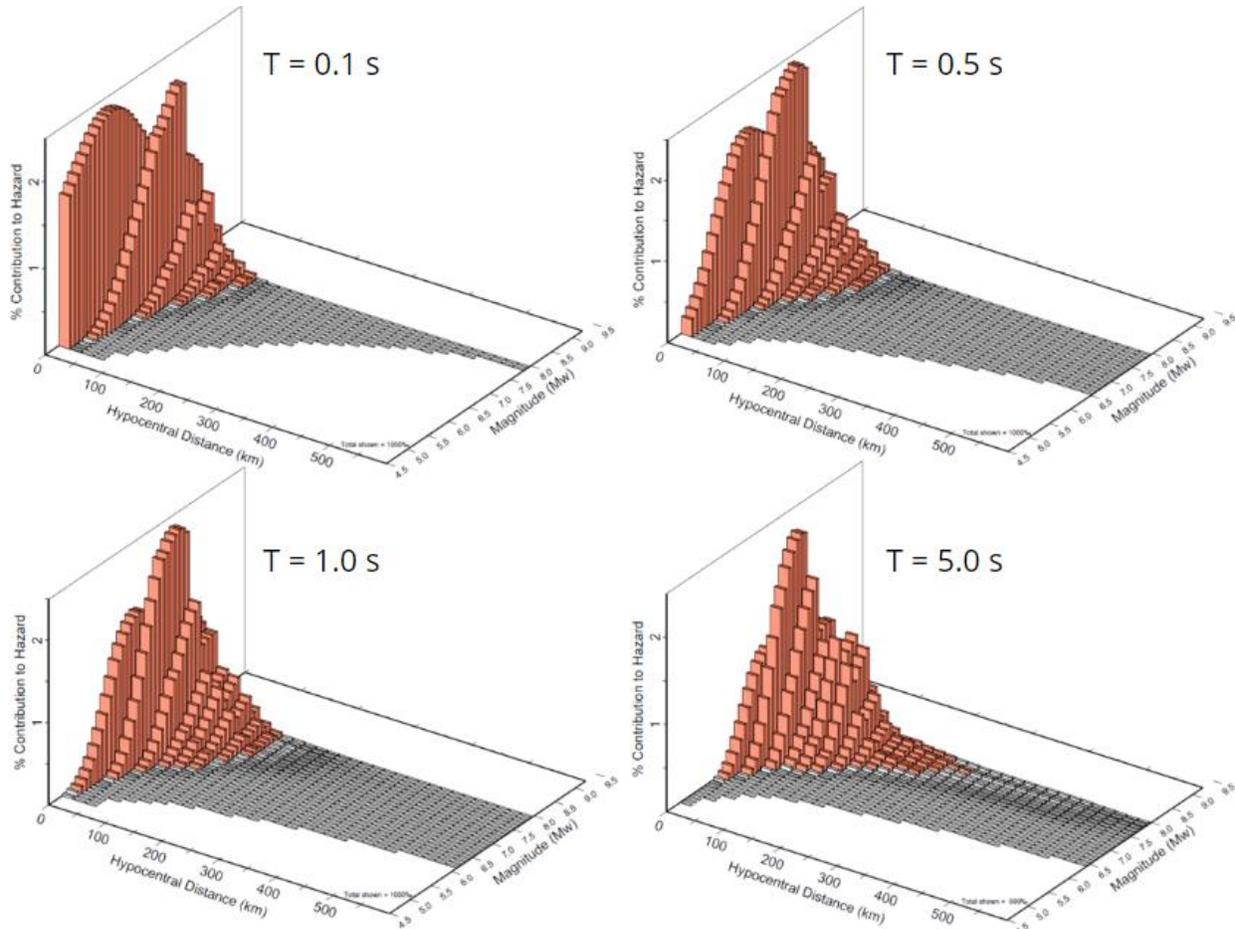


Figure 19. Hazard contributions from alternative magnitudes and distances for 2475-year return period, based on the 5th generation hazard model of GSC.

The variance of the NGA-East seed models is determined as a function of magnitude and distance. As shown in Figure 20, the variance is lower where empirical data are the richest in the NGA-East database and increases with magnitude and distance. Complexities in the model variability across different periods require some smoothing in order to avoid abrupt changes in the spectral shape of resultant GMM suites. With this in mind, standard deviations of the NGA-East seed models are computed across all periods, for different magnitudes and four distance ranges (Figure 21). Considering the hazard-significant earthquake scenarios, an epistemic uncertainty model (ϵ) that broadly captures the standard deviations across $4.0 < M_w < 8.0$ within 100 km is derived as:

$$\epsilon = \begin{cases} 0.128 & M_w < 5.5 \\ 0.052M_w - 0.16 & 5.5 \leq M_w < 7.8 \\ 0.250 & M_w \geq 7.8 \end{cases} \quad (3)$$

Epistemic uncertainty for the Aea15 model is adopted as 0.2 log units for all magnitudes, distance and periods based on author's recommendation. It is consistent with the average uncertainty observed in the NGA-East seed models.

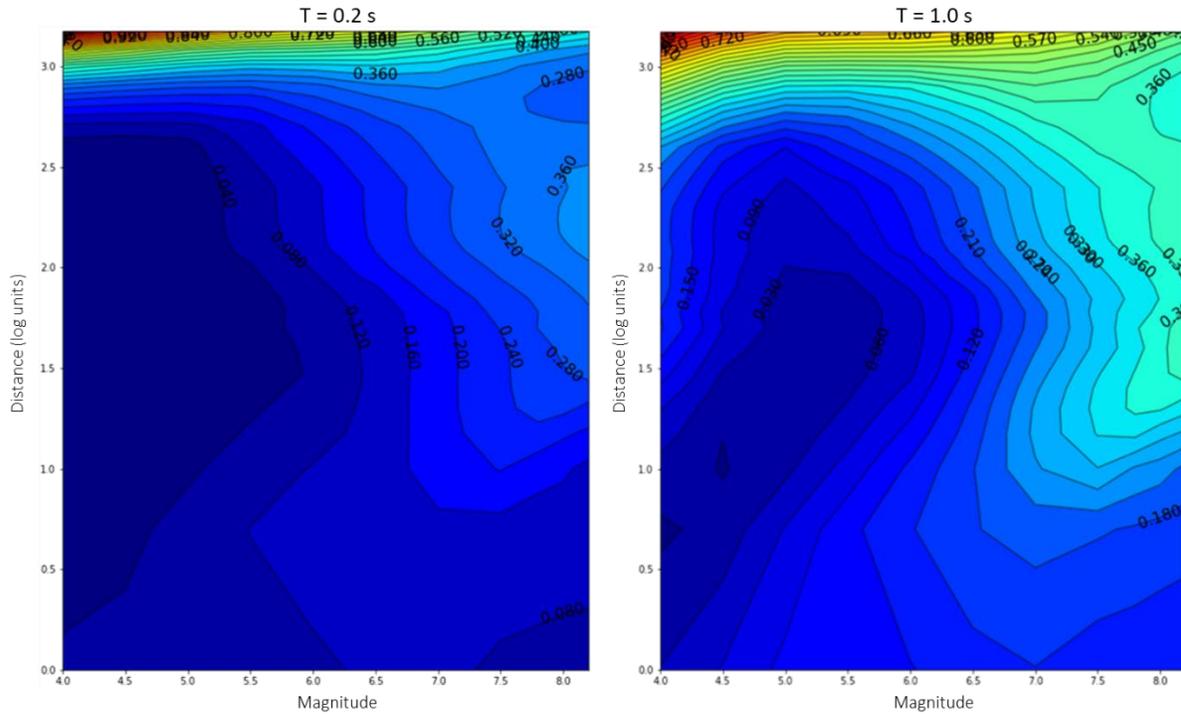


Figure 20. Variance of the NGA East seed models for spectral period $T = 0.2$ (left) and $T = 1.0$ s (right). Distances as well as contour lines are in log units.

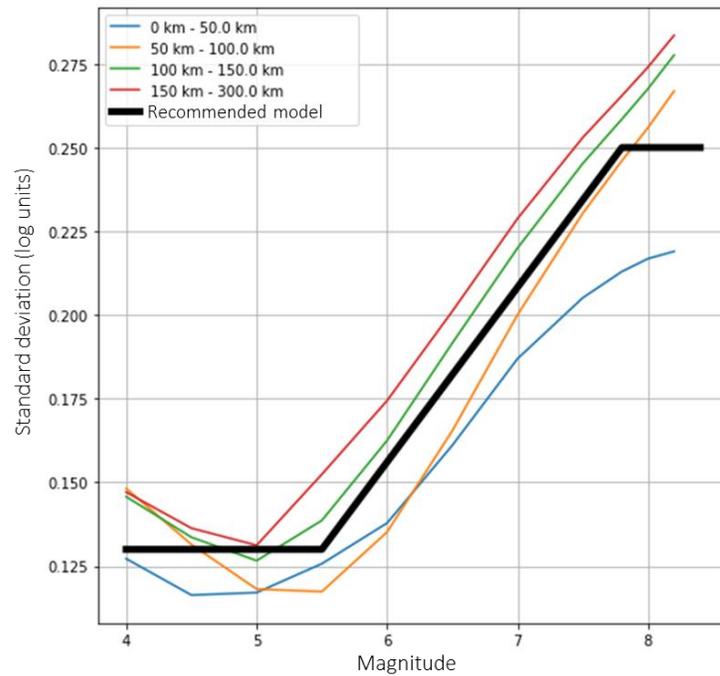


Figure 21. Standard deviation for NGA-East seed models, as determined across all periods for different magnitudes and four distance ranges. Standard deviation recommended for this study is also shown.

6.6. Ground Motion Model Suites

Two GMM suites that capture the epistemic uncertainty in median predictions are generated for use in hazard analysis. For each GMM suite, three alternative models (lower, central and upper) are defined using a logic-tree approach (Figure 22). The weighted-mean NGA-East and Aea15 models are used as central branches and each GMM is scaled up and down by 1.65ϵ to determine the corresponding upper and lower branches. This corresponds to a 90% confidence interval around each central model. Both GMM suites are given equal weights, with 0.6, 0.2 and 0.2 weights for central, upper and lower branches within each suite. Figure 23 shows a comparison of the GMM suites developed in this study.

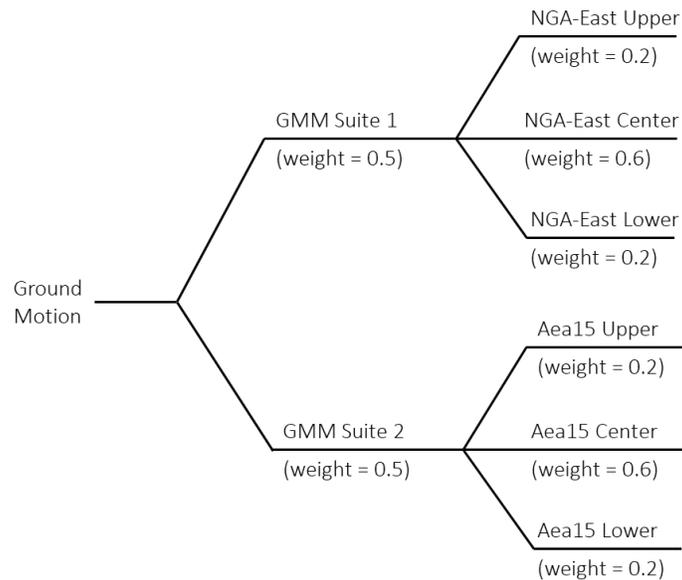


Figure 22. Ground motion logic tree

As discussed earlier, ground motions of the 1988 Mw5.9 Saguenay earthquake exhibit anomalously large values in comparison to the average motions observed from similar sized event in Central and Eastern North America. This is attributed to the high stress drop of the 1988 event. We examine whether the ground motion uncertainty modeled by different branches of GMM suites reasonably captures the large ground motions of the 1988 earthquake. This is shown in Figure 24, which indicates that no further modification is required for the GMM suites.

The derived GMM suites provide estimates of geometric-mean horizontal ground motions (PGA and PSA for periods from 0.01 to 10 s), for generic hard rock sites (Class A) in Eastern Canada and are shown compatible with average motions recorded in the site vicinity (Figures 17 and 18). They account for the epistemic uncertainty due to alternative interpretation and modeling of source, attenuation and site effects. Seismic hazard is computed independently for each spectral period and PGA using GMM suites derived in this study.

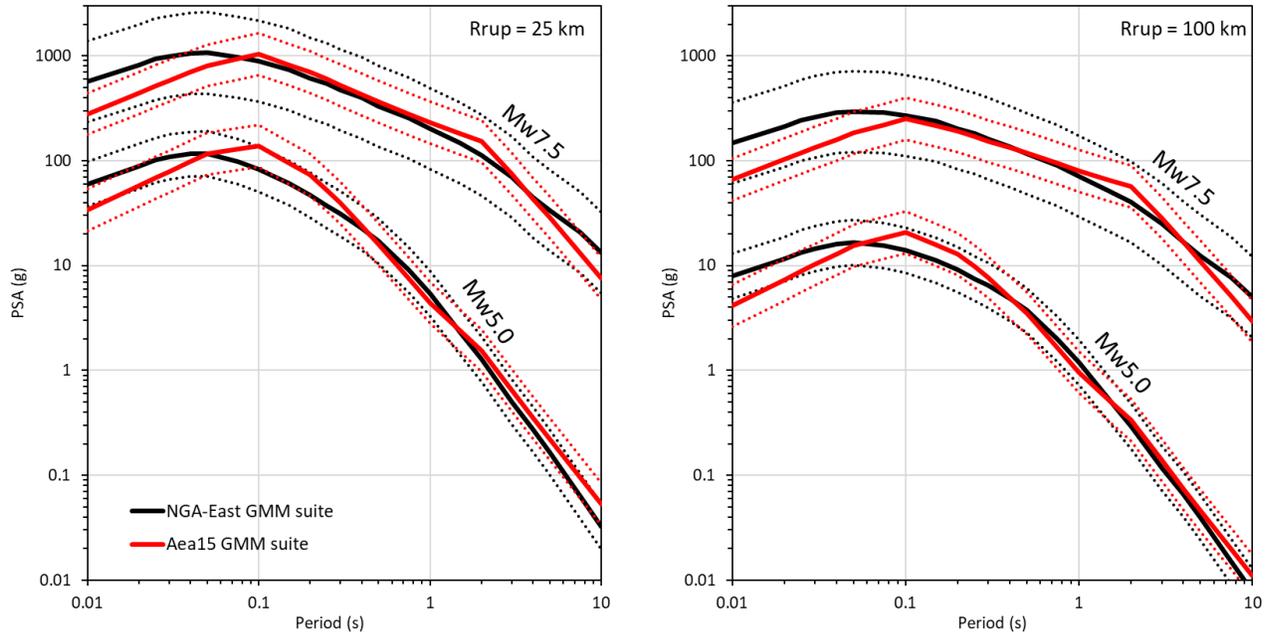


Figure 23. GMM suites used in the hazard analysis. PSA values are plotted for Mw5 and Mw7.5 events at 25 km and 100 km from the target site. Solid lines represent center models and dotted lines indicate lower and upper models.

6.7. Aleatory Variability

Aleatory variability represents the random scatter of ground motion observations. In the past, aleatory variability was assigned based on observed variability about the ground motion models using the available data. However, it has been realized this may not be the most appropriate way to define aleatory variability. Factors such as model misfits, variable soil conditions, data errors contribute to reported values for regression statistics, but are not representative of actual physical variability. When epistemic uncertainty in the median equations is included in hazard analysis there is also potential for some double counting of aleatory uncertainties. Papers by Anderson and Brune (1999), Anderson et al. (2000); Abrahamson and Bommer (2005), Atkinson (2006, 2011) and Strasser et al. (2009) discuss these issues in detail. In those studies, it is proposed that aleatory variability is best defined based on active crustal regions, where empirical data is abundant and is applicable to all event types and regions (Atkinson, 2013). With this in mind, the representative aleatory variability proposed by Atkinson and Adams (2013) is adopted in this study. It attains 0.27 log units at long periods ($T \geq 1$ s), and decreases to 0.23 log units at short periods ($T \leq 0.25$ s).

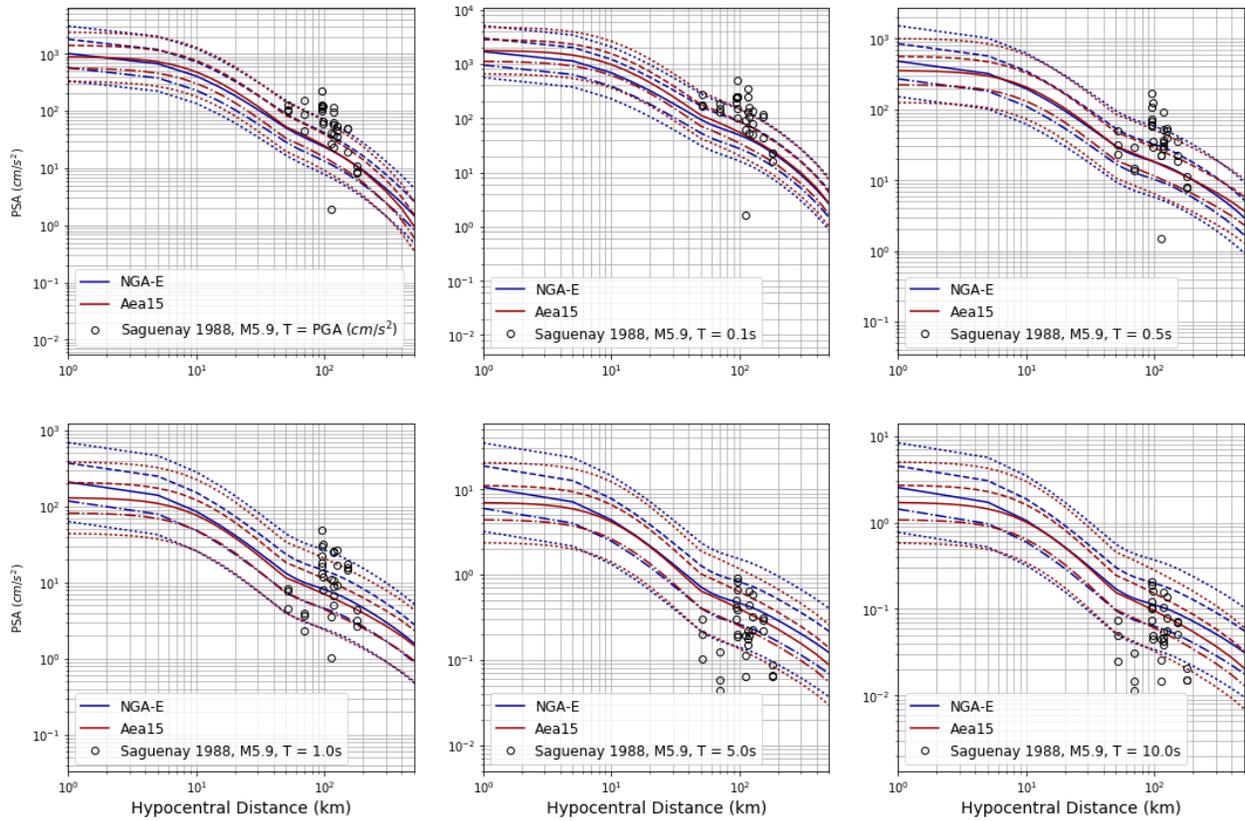


Figure 24. Comparison of the ground motions of the 1988 Mw5.9 Saguenay earthquake (circles) and the derived GMM suites (lines) for PGA (top left) and PSA at different periods (as labeled in the legend of each panel). Solid and dashed lines represent the center, upper and lower branches of each GMM suite (NGA-East and Aea15). Dotted lines indicate after upper and lower branches after the addition of aleatory variability.

7. Hazard Analysis

The EqHaz software package (Assatourians and Atkinson, 2013) is used for the calculation of ground motion hazard at the study site. First, a preliminary analysis is performed using the 5th generation hazard model of GSC (Halchuk et al., 2015) and EqHaz results are validated against the GSC’s hazard estimates at the study site. Next, the site-specific hazard analysis is performed using the 5th generation source model (with smoothed seismicity method) and the derived GMM suites in this study. Figure 25 shows the mean hazard curves calculated for hard rock (Class A) ground motions at the target site.

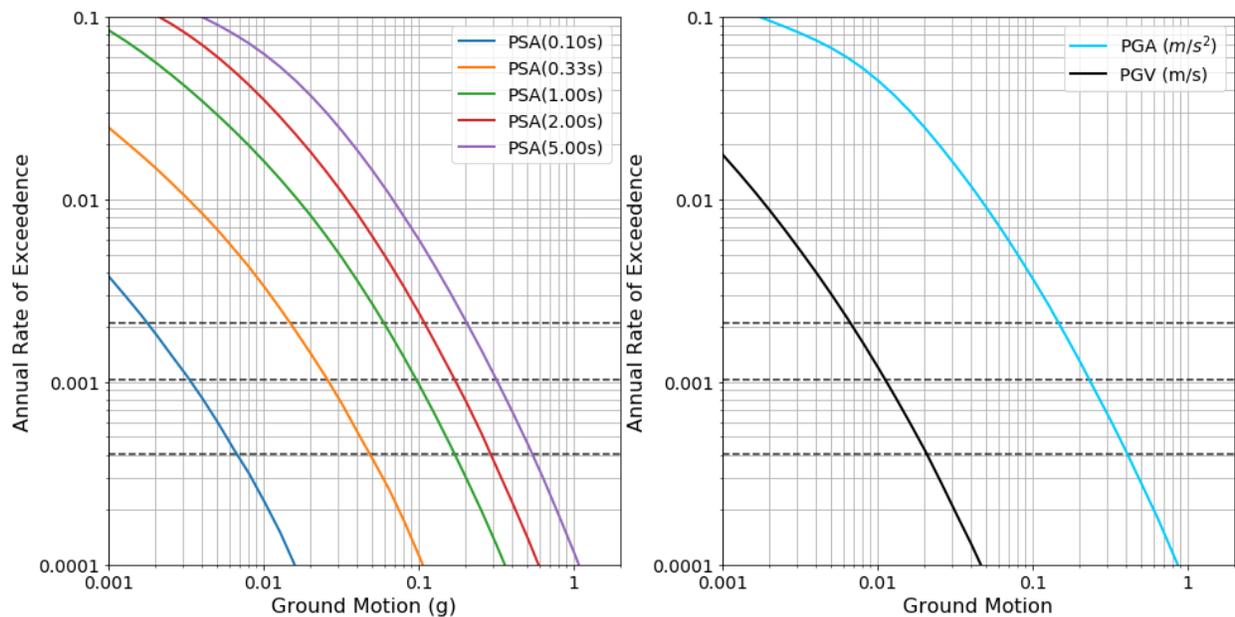


Figure 25. Hazard curves calculated hard rock (Class A) ground motions at the target site. Horizontal dashed lines show annual rate of exceedance at 1/475, 1/975 and 1/2475.

Figures 26 shows the horizontal-component uniform hazard spectra (UHS) determined for hard rock condition (Class A) at the target site for three return periods: 475, 975 and 2475 years. The site-specific UHS values are greater than the GSC’s published values for the location based on the regional 5th generation model, for all return periods. However, the UHS obtained in this study is generally equal or less than the GSC’s preliminary UHS values based on the 6th generation model (Kolaj et al., 2020), for most periods (except $0.6 \text{ s} < T < 4 \text{ s}$). This comparison could be done only for 2475-year return period because the 6th generation hazard estimates for other return periods have not been published at the time of this project. The observed differences between the results presented in this study and the 5th generation hazard model are attributed to a combination of the use of updated ground motion models as well as the implementation of smoothed seismicity method. The ground motion models (Atkinson et al., 2015 and NGA-East model suite) and epistemic uncertainties used in this study result in higher ground motion levels for the same magnitude-distance combination in comparison to the ground motion model used in the 5th generation hazard model (Atkinson and Adams, 2013). Additionally, the use of smoothed seismicity method resulted in concentration of potential seismicity around the areas

closer to the site where faults are concentrated and past seismicity has been observed, in comparison to the uniform distribution of potential seismicity considered by the GSC. These factors resulted in an increase in hazard estimates in comparison to the 5th generation hazard estimates of GSC.

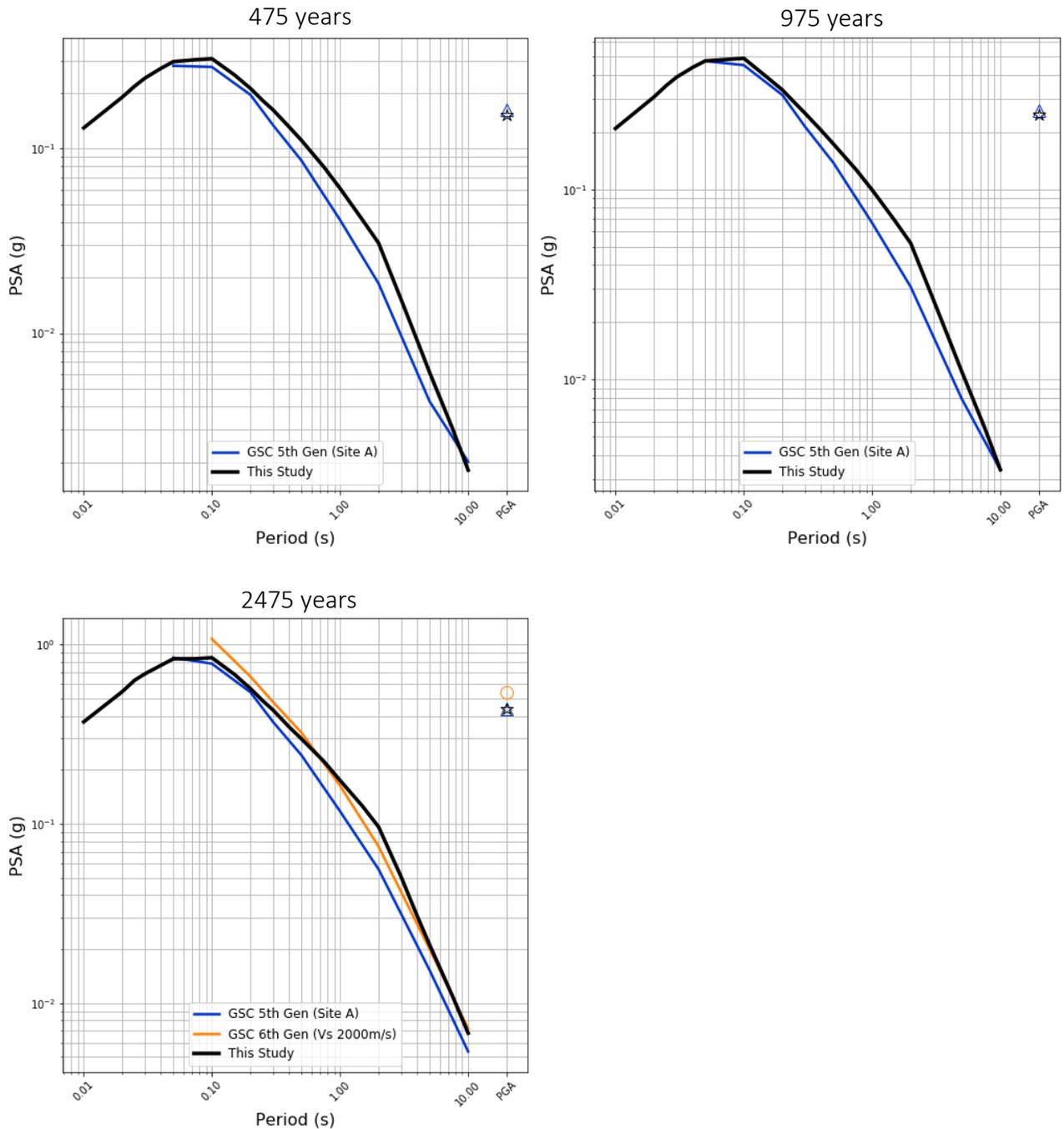


Figure 26. Horizontal-component uniform hazard spectra for hard rock condition (Class A) at the target site. The GSC’s 5th and 6th generation hazard estimates for the target site are also shown, where available.

Vertical UHS are estimated from horizontal UHS by using published horizontal-to-vertical ratio (H/V) models. To verify which model is most appropriate, horizontal to vertical component ratios are calculated from seismograph recordings on bedrock stations within Saguenay, within Charlevoix, and at the closest station to the site, CHIQ (Figure 27). Siddiqqi and Atkinson (2002) studied the H/V spectra at bedrock seismograph stations across all of Canada, and assessed a subset of the national network stations in Eastern Canada. For eastern Canadian bedrock the horizontal components were found to be relatively unamplified at periods $T > 1$ s at a factor of 1.09. The amplification on horizontal components steadily increases to a constant factor of 1.48 as the period decreases to $T = 0.2$ s. Braganza and Atkinson (2016) studied the H/V spectra at 15 bedrock seismograph stations across Eastern Canada. The horizontal components were found to be relatively unamplified at periods $T > 1$ s. The amplification on horizontal components steadily increases to a constant factor of 1.2 as the period decreases to $T = 0.1$ s. The derived bedrock H/V amplification function of Braganza and Atkinson (2016) is very similar to the Canadian bedrock H/V determined by Siddiqqi and Atkinson (2002). Comparing the H/V values calculated empirically with published models, we find the Siddiqqi and Atkinson (2002) model for eastern Canadian bedrock is in relatively better agreement and is used to convert the horizontal UHS to the vertical UHS. The horizontal and vertical component UHS values as well as the Siddiqqi and Atkinson (2002) H/V ratios are provided in Table 3.

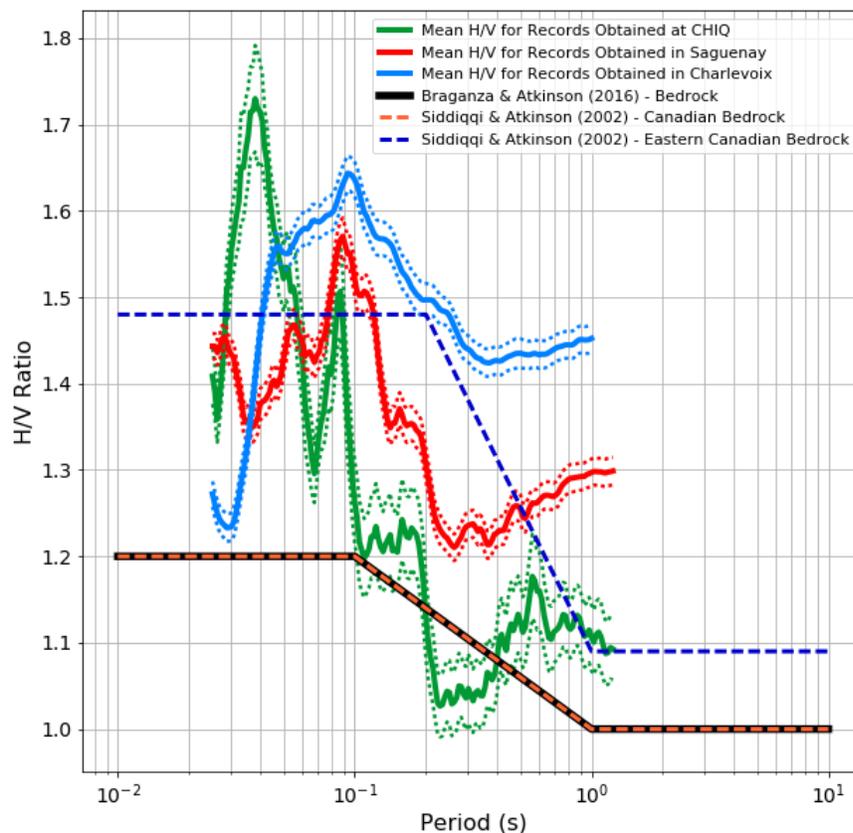


Figure 27. Horizontal to vertical (H/V) ratios computed from seismograph stations in Saguenay, Charlevoix and station CHIQ compared with bedrock models developed for rock sites in Canada.

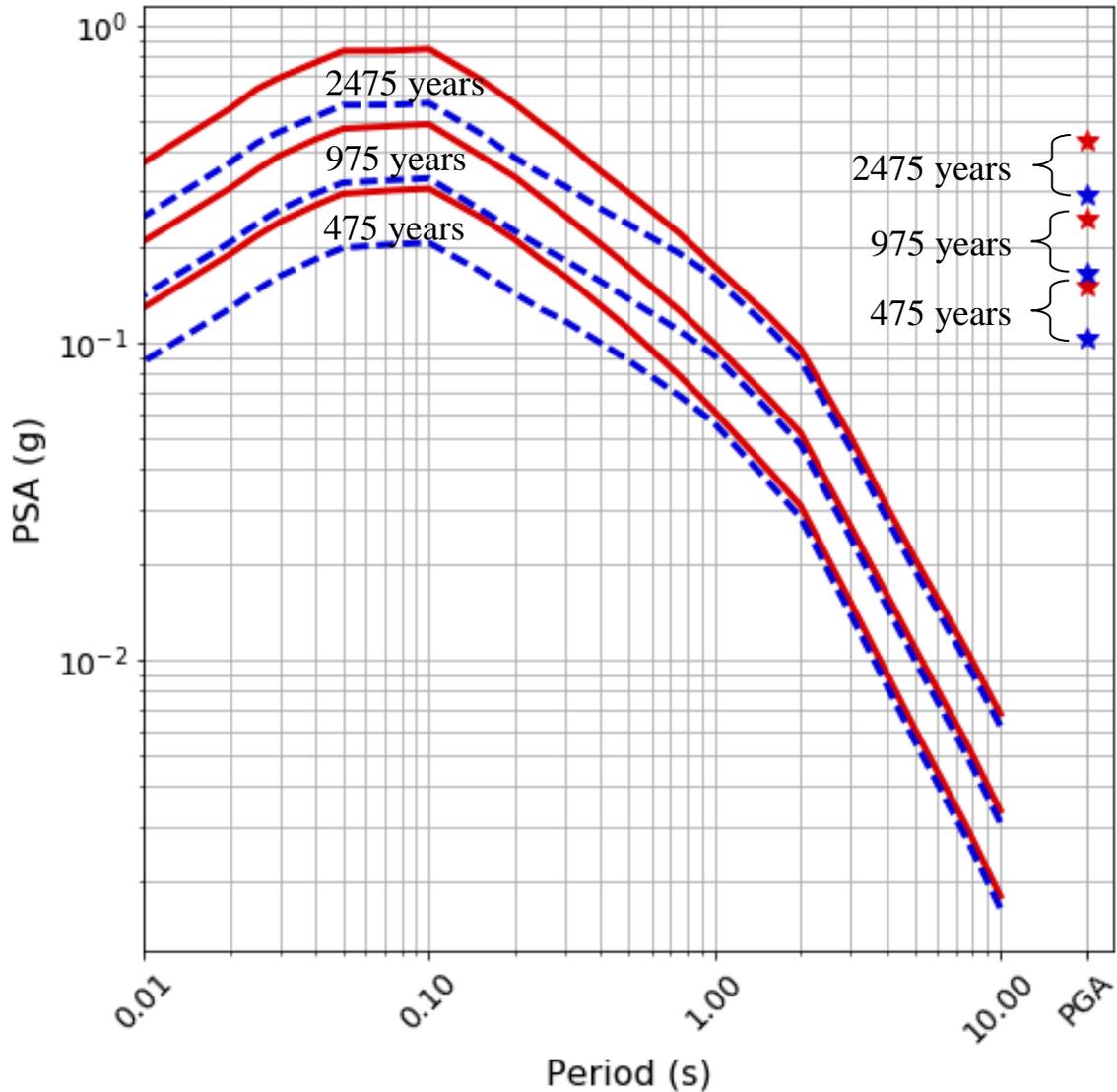


Figure 28. Comparison of horizontal (red) and vertical (blue) UHS determined for hard rock condition (Class A) at the target site for three return periods (475, 975 and 2475 years)

Hazard disaggregation assesses the relative contributions to the exceedance probability of a selected ground motion parameter over a range magnitudes (M) and distances (R). This enables to understand how different earthquake sources and magnitudes individually contribute to the rate of exceedance at the site. From these relative contributions, it is possible to identify earthquake scenarios that contribute most to the hazard for each response spectral period represented in the hazard analysis.

The contribution of event magnitudes and distances to the overall hazard at the target site are shown in Appendix A, B and C, for a subset of spectral periods. Hazard disaggregation for all periods considered in the analysis are provided in the electronic supplement to this report. The mean magnitude and distances for 475-year hazard is dominated by earthquakes at distances of

110 km (Charlevoix region) with magnitudes $6.0 < M < 6.5$ across all periods. For the 975-year return period, contributions for short spectral periods ($T < 0.1$ s) become apparent at local distances (~ 30 km) with moderate magnitude earthquakes ($5.5 < M < 6.0$). At intermediate and long periods ($T \geq 0.1$ s) the hazard becomes dominated by earthquakes of $6.0 < M < 7.0$ from Charlevoix region. For the 2475-year return period, hazard at short and intermediate periods ($T < 1$ s) is dominated by $6.0 < M < 6.5$ earthquakes in Saguenay area, where long period contributions come from $7.0 < M < 7.5$ Charlevoix region. The mean and mode values of disaggregation with respect to magnitude and distance are shown in Tables 3, 4 and 5.

Table 2. Horizontal- and vertical-component UHS for hard rock condition (Class A) at the target site for 475, 975 and 2475 years return periods. Spectral and PGA values are in units of g. The Siddiqi and Atkinson (2002) horizontal to vertical conversion factors are listed under SA02 H/V.

Period (s)	SA02 H/V	Horizontal UHS			Vertical UHS		
		475 years	975 years	2475 years	475 years	975 years	2475 years
0.01	1.48	1.29E-01	2.09E-01	3.70E-01	8.73E-02	1.41E-01	2.50E-01
0.02	1.48	1.90E-01	3.06E-01	5.45E-01	1.28E-01	2.07E-01	3.69E-01
0.03	1.48	2.40E-01	3.89E-01	6.85E-01	1.62E-01	2.63E-01	4.63E-01
0.05	1.48	2.95E-01	4.73E-01	8.31E-01	1.99E-01	3.20E-01	5.61E-01
0.1	1.48	3.06E-01	4.89E-01	8.43E-01	2.07E-01	3.30E-01	5.70E-01
0.2	1.48	2.12E-01	3.33E-01	5.67E-01	1.43E-01	2.25E-01	3.83E-01
0.3	1.38	1.62E-01	2.52E-01	4.31E-01	1.17E-01	1.82E-01	3.12E-01
0.5	1.26	1.11E-01	1.73E-01	2.97E-01	8.80E-02	1.38E-01	2.36E-01
1	1.09	6.08E-02	9.95E-02	1.75E-01	5.58E-02	9.13E-02	1.60E-01
2	1.09	3.07E-02	5.21E-02	9.60E-02	2.82E-02	4.78E-02	8.81E-02
5	1.09	6.12E-03	1.10E-02	2.11E-02	5.62E-03	1.01E-02	1.94E-02
10	1.09	1.81E-03	3.36E-03	6.79E-03	1.66E-03	3.09E-03	6.23E-03
PGA	1.48	1.52E-01	2.46E-01	4.34E-01	1.03E-01	1.66E-01	2.93E-01

Table 3. Hazard disaggregation for 475-year return period

T (s)	Magnitude		Distance (km)	
	Mean	Mode	Mean	Mode
0.01	6.2	6.3	82.5	110.0
0.02	6.1	6.5	79.4	110.0
0.03	6.1	6.5	78.7	110.0
0.05	6.1	6.5	77.5	110.0
0.1	6.2	6.5	81.5	110.0
0.2	6.3	6.3	91.6	110.0
0.3	6.3	6.3	101.6	110.0
0.5	6.4	6.5	119.8	110.0
1	6.5	6.5	140.2	110.0
2	6.6	6.5	160.0	110.0
5	6.7	6.5	172.6	110.0
10	6.7	6.5	178.8	110.0
PGA	6.2	6.5	80.7	110.0

Table 4. Hazard disaggregation for 975-year return period

T (s)	Magnitude		Distance (km)	
	Mean	Mode	Mean	Mode
0.01	6.3	5.5	70.0	30.0
0.02	6.3	5.7	67.5	30.0
0.03	6.3	5.7	67.2	30.0
0.05	6.3	5.7	66.0	30.0
0.1	6.4	6.7	69.4	110.0
0.2	6.4	6.5	77.8	110.0
0.3	6.5	6.7	86.5	110.0
0.5	6.6	6.7	101.7	110.0
1	6.7	6.7	120.6	110.0
2	6.8	6.7	140.5	110.0
5	6.9	6.7	156.7	110.0
10	6.9	6.7	166.0	110.0
PGA	6.3	5.7	68.3	30.0

Table 5. Hazard disaggregation for 2475-year return period

T (s)	Magnitude		Distance (km)	
	Mean	Mode	Mean	Mode
0.01	6.5	6.3	56.6	30.0
0.02	6.5	6.5	55.4	30.0
0.03	6.5	6.3	54.4	30.0
0.05	6.5	6.1	53.5	30.0
0.1	6.5	6.5	56.1	30.0
0.2	6.6	6.3	63.3	30.0
0.3	6.7	6.3	70.0	30.0
0.5	6.8	6.5	82.5	30.0
1	6.9	6.7	97.7	110.0
2	7.0	7.3	116.3	110.0
5	7.1	7.3	134.5	110.0
10	7.1	7.3	148.1	110.0
PGA	6.5	6.3	54.4	30.0

8. Summary

A site-specific PSHA is conducted for a site of a proposed liquid natural gas facility near Saguenay, Québec. The 5th generation hazard model of GSC is refined with focus on the potential seismicity and their ground motions in the site vicinity. The source zones and magnitude recurrence models of GSC are checked for applicability based on the observed seismicity patterns as well as potential characteristic earthquakes on postulated faults in the study area. Two alternative suites of ground motion models are developed to provide a link between earthquake occurrences and potential ground motions at the site. The probability of exceeding a specified level of ground motion at the site is calculated by summing up the hazard contributions over all magnitudes and distances, including sources within 500 km of the site. The EqHaz software package (Assatourians and Atkinson, 2013) is used for the analysis.

Hazard calculations are performed for PGA and 5%-damped PSA between $0.01 \text{ s} \leq T \leq 10 \text{ s}$, for three return periods: 475, 975 and 2475 years. Hard rock site uniform hazard spectra are determined for horizontal and vertical components (Table 2). Hazard disaggregation analysis indicates that for the 475-year return period the hazard is controlled by moderate magnitude earthquakes in the Charlevoix area. For the 975- and 2475-year return periods, moderate magnitude earthquakes within the Saguenay region begin to dominate short-to-intermediate periods, whereas long periods are controlled by large magnitude earthquakes in the Charlevoix area.

9. References

- Abrahamson, N., and J. Bommer (2005). Probability and uncertainty in seismic hazard analysis, *Earthquake Spectra*, 21: 603-608.
- Adams, J., and P. Basham (1989). The seismicity and seismotectonics of Canada east of the Cordillera, *Geoscience Canada*, 16: 3–16.
- Adams, J., and P. Basham (1991). The seismicity and seismotectonics of eastern Canada, *The Geology of North America*, Decade Map Volume 1: 261-276.
- Adams, J. and S. Halchuk (2003). Fourth generation seismic hazard maps of Canada: values for over 650 Canadian localities intended for the 2005 National Building Code of Canada; Geological Survey of Canada, Open File 4459, 2003, 155 pages, <https://doi.org/10.4095/214223>
- Adams, J., S. Halchuk, T. Allen, and G. Rogers (2015). Canada's 5th generation seismic hazard model, as prepared for the 2015 National Building Code of Canada, *11th Canadian Conference on Earthquake Engineering*, Paper 93775.
- Adams, J., T. Allen, S. Halchuk, and M. Kolaj (2019). Canada's 6th generation seismic hazard model, as prepared for the 2020 national building code of Canada, *12th Can. Conf. Earthquake Engineering, Quebec City*, 192-Mkvp-139.
- Anderson, J., and J. Brune (1999). Methodology for using precarious rocks in Nevada to test seismic hazard models, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 89: 456-467.
- Anderson, J., J. Brune, R. Anooshehpour, and S. Ni (2000). New ground motion data and concepts in seismic hazard analysis, *Current Science*, 79: 1278–1290.
- Assatourians, K., and G. M. Atkinson (2013). EqHaz: An open-source probabilistic seismic-hazard code based on the Monte Carlo simulation approach, *Seismological Research Letters*, 84: 516-524.
- Assatourians, K., and G. M. Atkinson (2019). Implementation of a smoothed-seismicity algorithm in Monte Carlo PSHA software EqHaz and implications for localization of hazard in the Western Canada Sedimentary Basin, *Seismological Research Letters*, 90: 1407–1419
- Atkinson, G. M. (2006). Single-station sigma. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 96: 446–455.
- Atkinson, G. M. (2011). An empirical perspective on uncertainty in earthquake ground motions, *Canadian Journal of Civil Engineering*, 38: 1002–1015.
- Atkinson, G. M. (2013). Empirical evaluation of aleatory and epistemic uncertainty in eastern ground motions, *Seismological Research Letters*, 84: 130–138.
- Atkinson, G. M., and J. Adams (2013). Ground motion prediction equations for application to the 2015 Canadian national seismic hazard maps, *Canadian Journal of Civil Engineering*, 40: 988-998.
- Atkinson, G. M., and K. Goda (2011). Effects of seismicity models and new ground-motion prediction equations on seismic hazard assessment for four Canadian cities, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 101: 176–189.

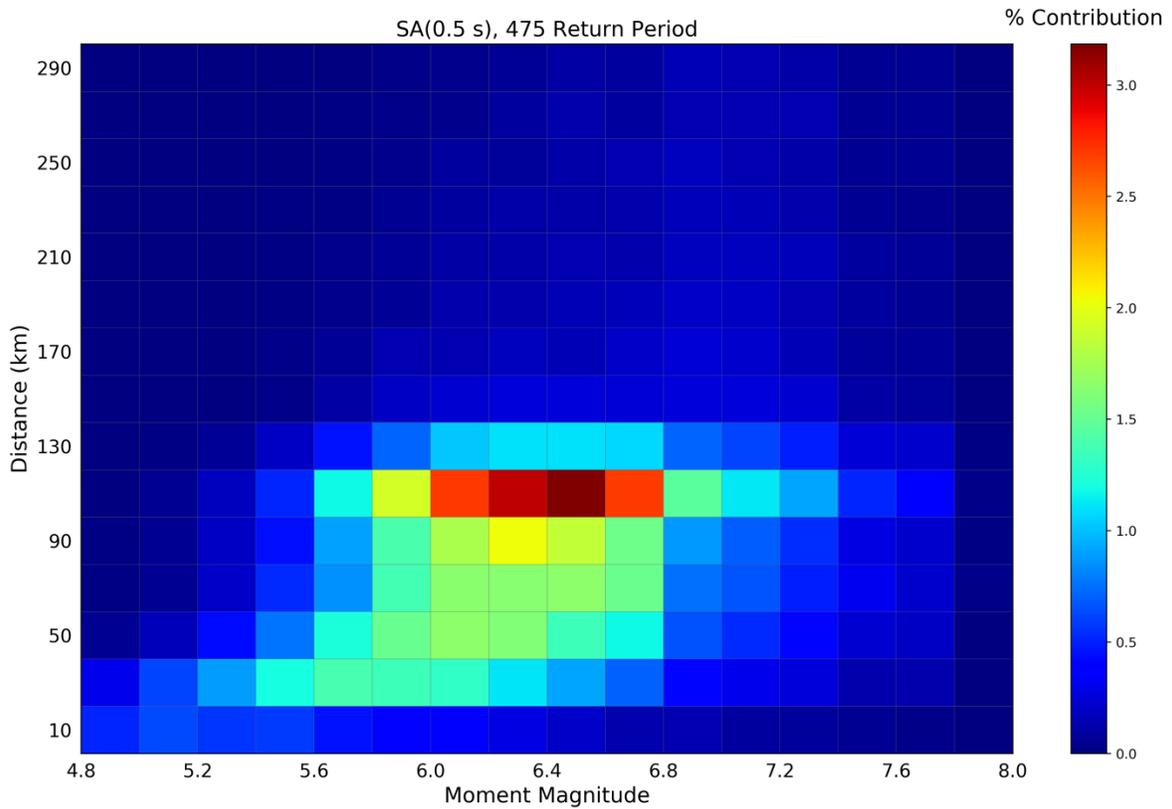
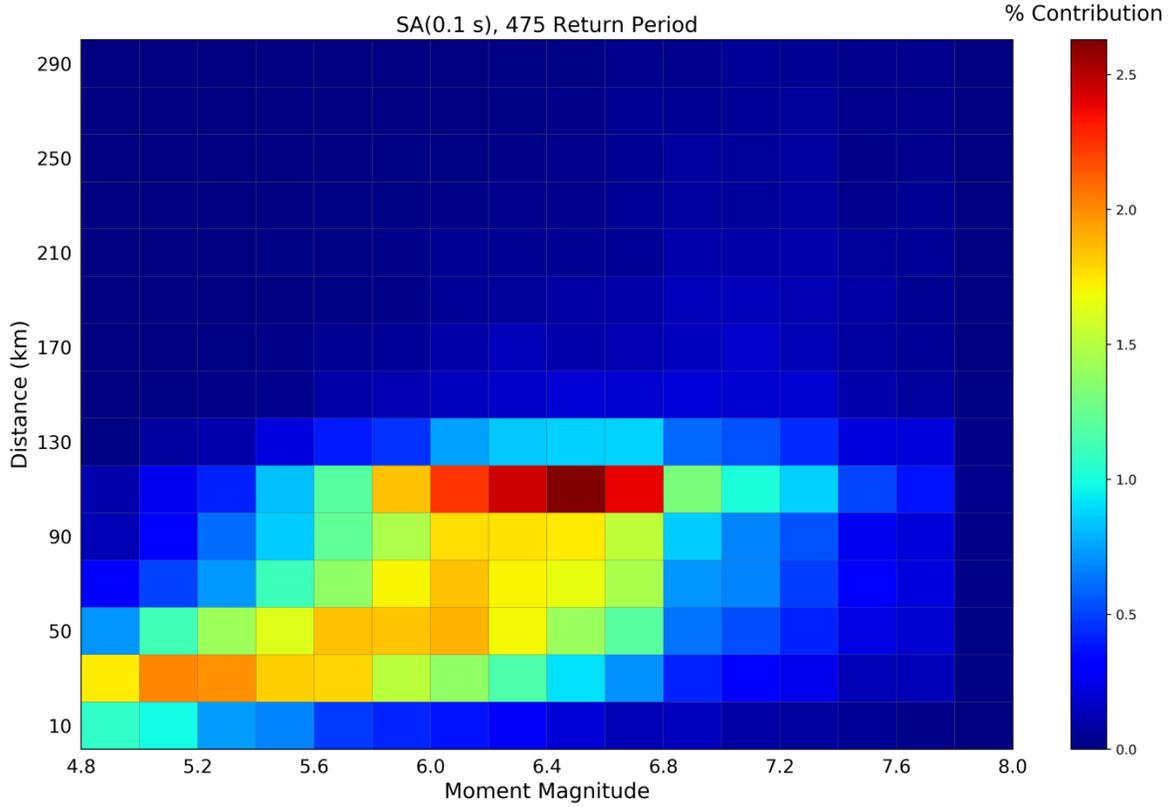
- Atkinson, G. M., J. J. Bommer, and N. A. Abrahamson (2014). Alternative approaches to modeling epistemic uncertainty in ground motions in probabilistic seismic-hazard analysis, *Seismological Research Letters*, 85: 1141-1144.
- Atkinson, G. M., B. Hassani, A. Singh, E. Yenier, and K. Assatourians (2015). Estimation of moment magnitude and stress parameter from ShakeMap ground-motion parameters, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 105: 2572–2588.
- Baird, A. F., S. D. McKinnon, and L. Godin (2009). Stress channelling and partitioning of seismicity in the Charlevoix seismic zone, Quebec, Canada, *Geophysical Journal International*, 179: 559–568.
- Baird, A. F., S. D. McKinnon, and L. Godin (2010). Relationship between structures, stress and seismicity in the Charlevoix seismic zone revealed by 3-D geomechanical models: implications for the seismotectonics of continental interiors. *Journal of Geophysical Research*, 115: 2156–2202.
- Bent, A.L. & Perry, H.K.C., 2003. Focal Mechanisms for Eastern Canadian Earthquakes, 1994 - 2000, *Seism. Res. Let.*, 74, 452–468, doi:1785/gssrl.74.4.452.
- Boore, D. M., and G. M. Atkinson (1992). Source spectra for the 1988 Saguenay, Quebec, earthquakes, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 82: 683–719.
- Braganza, S., G. M. Atkinson, H. Ghofrani, B. Hassani, L. Chouinard, P. Rosset, D. Motazedian, J. Hunter (2016). Modeling site amplification in Eastern Canada on a regional scale, *Seismological Research Letters*, 87: 1008–1021.
- Budnitz, R. J., G. Apostolakis, D. M. Boore, L. S. Cluff, K. J. Coppersmith, C. A. Cornell, and P. A. Morris (1997). *Recommendations for probabilistic seismic hazard analysis: Guidance on uncertainty and use of experts*, NUREG/CR-6372, Two volumes, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, D.C.
- Cornell, C. (1968). Engineering seismic risk analysis. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 58: 1583-1606.
- Crone, A. J., P. M. De Martini, M. N. Cachette, K. Okumura, and J. R. Prescott (2003). Paleoseismicity of two historically quiescent faults in Australia: Implications for fault behavior in stable continental regions, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 93: 1913–1934.
- Crough, S. T. (1981). Mesozoic hot spot epeirogeny in eastern North America. *Geology*, 9: 2–6.
- CAN/CSA-Z276-18 (2018). Liquefied natural gas (LNG) - Production, storage, and handling, *CSA Group*, 214 pp.
- Du Berger, R., D. W. Roy, M. Lamontagne, G. Woussen, R. G. North, R. J. Wetmiller (1991). The Saguenay (Quebec) earthquake of November 25, 1988: seismologic data and geologic setting, *Tectonophysics*, 186: 59-74.
- Ebel, J. E. (1984). Statistical aspects of New England Seismicity from 1975 to 1982 and implications for past and future earthquake activity, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 74: 1311-1329.

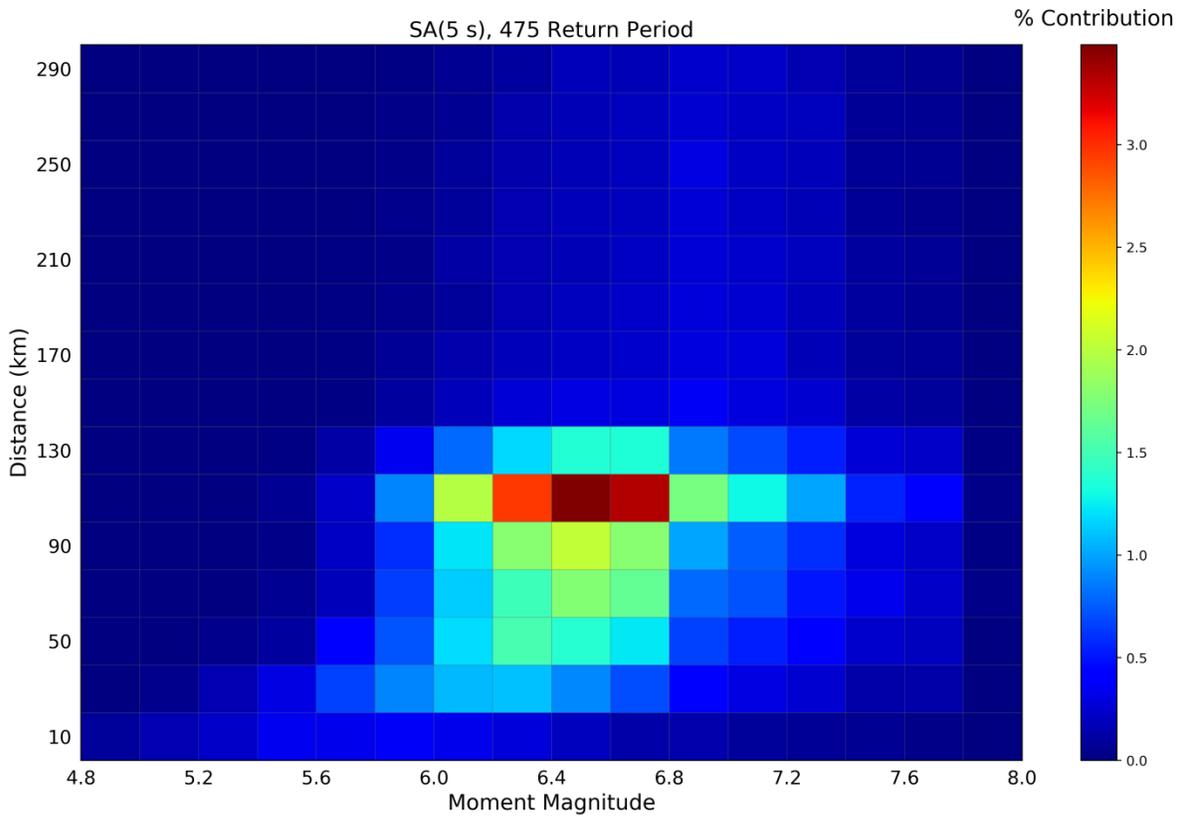
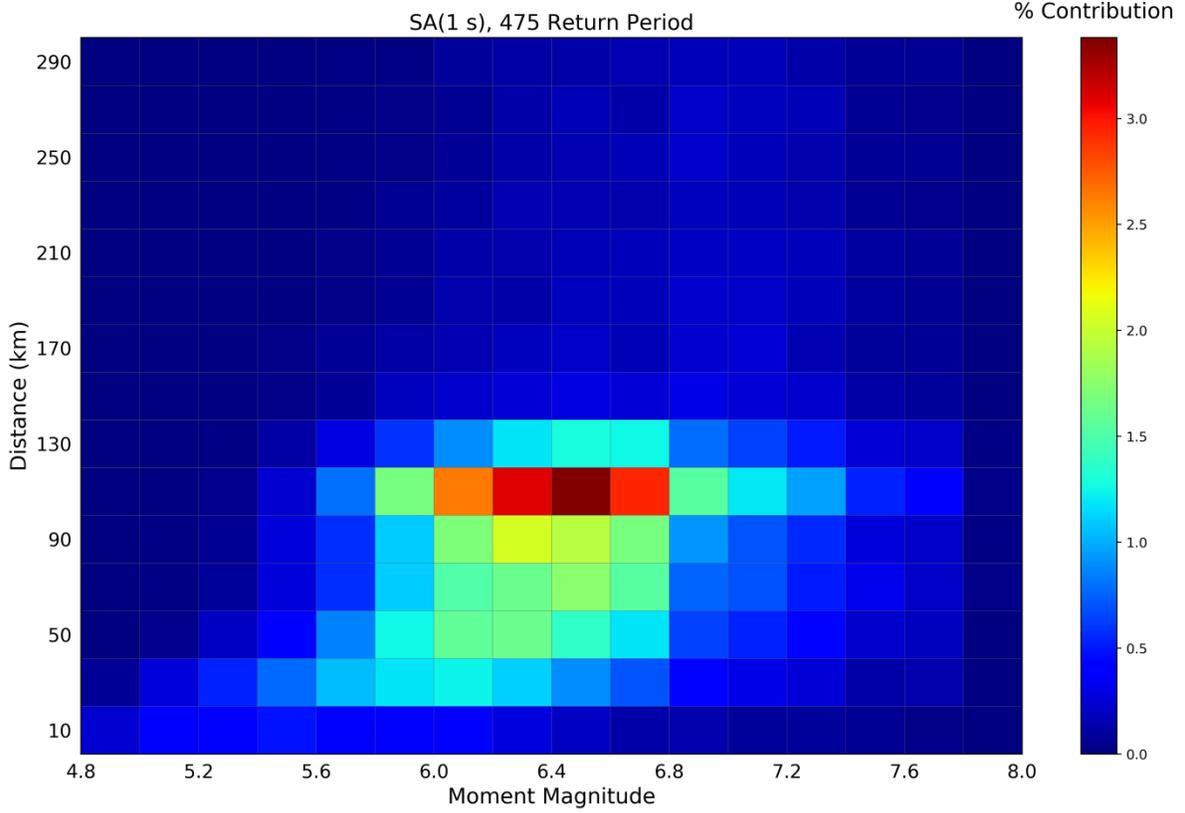
- Faure, S., A. Tremblay, and J. Angelier (1996), Alleghanian paleostress reconstruction in the northern Appalachians: Intraplate deformation between Laurentia and Gondwana, *Geol. Soc. Am. Bull.*, 108: 1467–1480.
- Goulet, C., B. Yousef, N. Abrahamson, N. Kuehn, L. Al Atik, R. Youngs, and R. Graves (2018). Central and eastern North America ground-motion characterization - NGA-East final report, *Pacific Earthquake Engineering Research Center*, PEER 2018/08, 817 pp.
- Halchuk, S. C., J. E. Adams, and T. I. Allen (2015). Fifth generation seismic hazard model for Canada: Grid values of mean hazard to be used with the 2015 National Building Code of Canada, Geological Survey of Canada, Open File 7893.
- Halchuk, S. C., T. I. Allen, G. C. Rogers, and J. Adams (2015). Seismic Hazard Earthquake Epicentre File (SHEEF2010) used in the Fifth Generation Seismic Hazard Maps of Canada, *Geological Survey of Canada*, Open File 7724, 21 pp.
- Johnston, A., K. Coppersmith, L. Kanter, and C. Cornell (1994). The earthquakes of stable continental regions, *Electric Power Research Institute*, Report TR-102261-V1
- Kolaj, M., T. Allen, R. Mayfield, J. Adams, and S. Halchuk (2019). Ground-motion models for the 6th Generation Seismic Hazard Model of Canada, *12th Can. Conf. Earthquake Engineering, Quebec City*, 192-hHtH-159.
- Kolaj, M., S. Halchuk, J. Adams, and T. I. Allen (2020). Trial Sixth Generation seismic-hazard model of Canada: seismic-hazard values for selected localities, Geological Survey of Canada, Open File 8629.
- Kumarapeli, P. S. (1985). Vestiges of Iapetan rifting in the west of the northern Appalachians. *Geoscience Canada*, 12: 54–59.
- Lamontagne, M. (1987). Composite P-nodal solution analysis of earthquakes from the Charlevoix seismic zone, *Canadian Journal of Earth Sciences*, 24: 2118-2129.
- Lamontagne, M. (1999). Rheological and geological constraints on the earthquake distribution in the Charlevoix Seismic Zone, Quebec, Canada, PhD Thesis, Carleton University, 386 pp.
- Lamontagne, M., Halchuk, S., Cassidy, J. F., and Rogers, G. C. (2008a). Significant Canadian earthquakes of the period 1600–2006. *Seismological Research Letters*, 79, 211–223.
- Lamontagne, M., and G. Ranalli (2014). Earthquakes and geological structures of the St. Lawrence Rift System, *Intraplate Earthquakes*, Cambridge University Press.
- Lemieux, Y., A. Tremblay, and D. Lavois (2003), Structural analysis of supracrustal faults in the Charlevoix area, Quebec: Relation to impact cratering and the St-Laurent fault system, *Canadian Journal of Earth Sciences*, 40: 221–235.
- Leonard, M., D. R. Burbidge, T. I. Allen, D. J. Robinson, A. McPherson, D. Clark, and C. D. N. Collins (2014). The challenges of probabilistic seismic-hazard assessment in stable continental interiors: An Australian example, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 104: 3008-3028.

- Llenos, A. L., and A. J. Michael (2020) Regionally optimized background earthquake rates from ETAS (ROBERE) for probabilistic seismic hazard assessment, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 110 (in press).
- Locat, Jacques & Martin, F. & Levesque, Christiane & Locat, P. & Leroueil, Serge & Konrad, Jean-Marie & Urgeles, Roger & Canals, Miquel & Duchesne, Mathieu. (2003). Submarine Mass Movements In The Upper Saguenay Fjord, (Québec, Canada), Triggered by the 1663 Earthquake. Submarine Mass Movements and their Consequences. 10.1007/978-94-010-0093-2_56.
- Locat, Jacques & Levesque, Christiane. (2009). The Saquency Fjord: A unique physiography and records. *Revue des Sciences de l'Eau*. 22. 135-157.
- Locat, Jacques. (2011). Localization and magnitude of seismicity on February 5 1663 (Charlevoix) in landslide journals. *Canadian Geotechnical Journal*. 48. 1266-1286.
- Ma, S., Motazedian, D., Lamontagne, M. (2018), Further studies on the 1988 MW 5.9 Saguenay, Quebec, earthquake sequence, *Canadian Journal of Earth Sciences*, 2018, 55(10): 1115-1128, <https://doi.org/10.1139/cjes-2017-0231>
- Mazzotti, S., T. S. James, J. Henton, and J. Adams (2005). GPS crustal strain, postglacial rebound, and seismic hazard in eastern North America: The Saint Lawrence valley example, *Journal of Geophysical Research*, 110: B11301.
- Mazzotti, S., J. Townend (2010). State of stress in central and eastern North American seismic zones, *Lithosphere*, 2: 76–83.
- McGuire, R. (1976). FORTRAN computer program for seismic risk analysis, *U.S. Geological Survey*, Open-file report. 76-67.
- McGuire, R. (1977). Seismic design spectra and mapping procedures using hazard analysis based directly on oscillator response. *International Journal of Earthquake Engineering and Structural Dynamics*, 5: 211-234.
- McGuire, R. (2004). Seismic hazard and risk analysis, EERI Monograph MNO-10. *Earthquake Engineering Research Institute*, Oakland, California.
- Munro, P. S., and North, R. G. (1989) The Saguenay Earthquake of November 25, 1988, Strong Motion Data / Le Tremblement De Terre Du Saguenay, Le 25 Novembre 1988, Enregistrements Des Secousses Fortes, Geological Survey of Canada, Open File 1976, 1989, 16 pages, <https://doi.org/10.4095/130579>
- NBCC (2015). *National Building Code of Canada*, National Research Council of Canada, Volume 1, 1412 pp.
- Palmer, S., and G. M. Atkinson (2020). The High-frequency decay slope of spectra (κ) for $M \geq 3.5$ earthquakes on rock sites in Eastern and Western Canada, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 110: 471–488.
- Rondot, J. (1968). Nouvel impact meteoritique fossile? La structure semicirculaire de Charlevoix, *Canadian Journal of Earth Sciences*, 5: 1305– 1317.

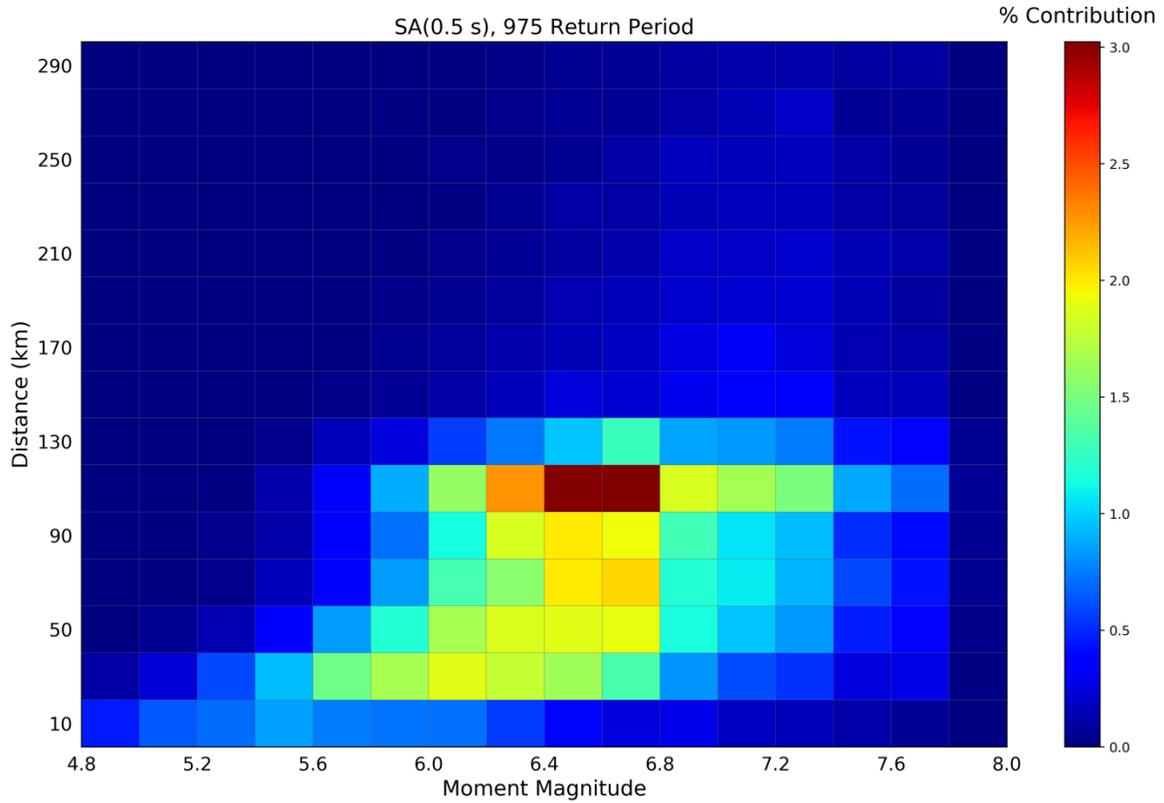
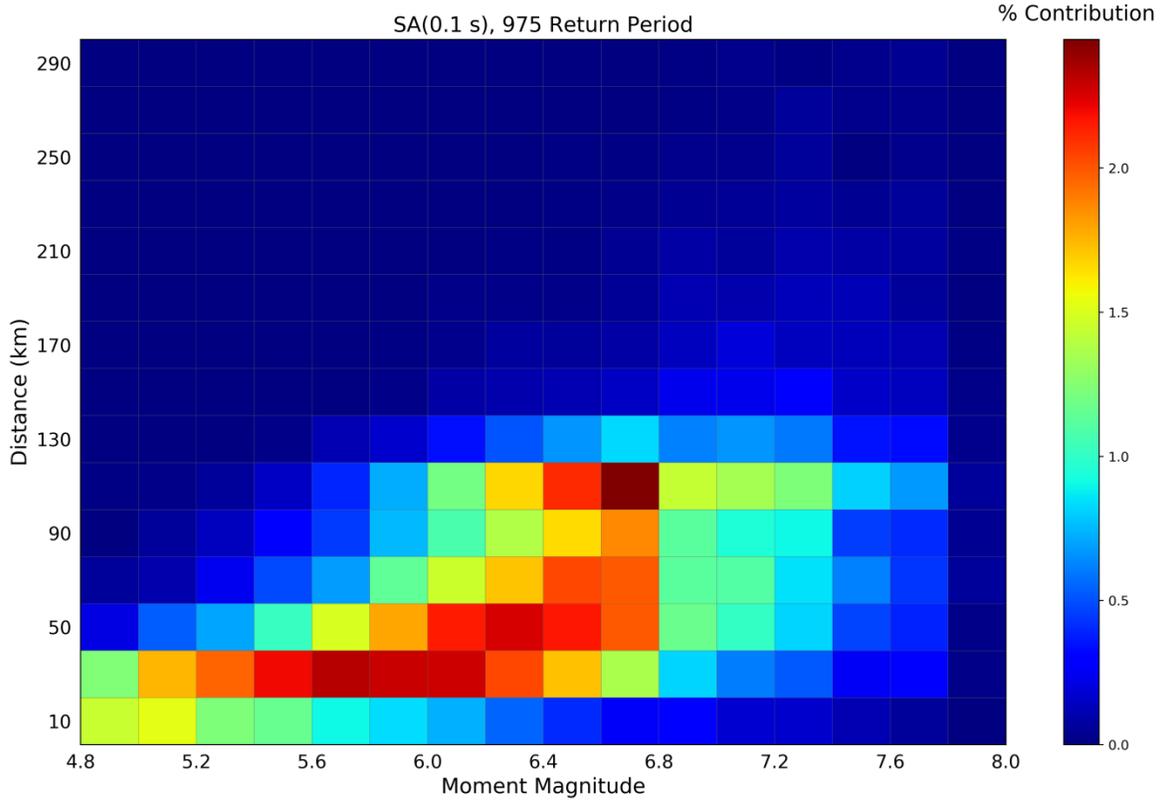
- Siddiqi J., and G. M. Atkinson (2002). Ground-motion amplification at rock sites across Canada as determined from horizontal-vertical component ratio, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 92: 877–884.
- Stein, S., and M. Liu (2009). Long aftershock sequences within continents and implications for earthquake hazard assessment, *Nature*, 462: 87-89.
- Stein, S., M. Liu, E. Calais, and Q. Li (2009). Mid-continent earthquakes as a complex system, *Seismological Research Letters*, 80, 551–553.
- Strasser, F., N. Abrahamson, and J. Bommer (2009). Sigma: Issues, insights and challenges, *Seismological Research Letters*, 80: 40–56.
- Swafford, L., and S. Stein (2007). Limitations of the short earthquake record for seismicity and seismic hazard studies, *Geological Society of America Special Papers*, 425: 49.
- Sykes, L. (1978). Intraplate seismicity, reactivation of preexisting zones of weakness, alkaline magmatism, and other tectonism postdating continental fragmentation, *Reviews of Geophysics*, 16: 621–688.
- Tremblay, A., and M. K. Roden-Tice (2011). Iapetan versus Atlantic rifting history of Laurentia: constraints from field mapping and AFT dating of Precambrian basement rocks, Canada. *Geological Society of America*, 42: 79.
- Tremblay, A., M. K. Roden-Tice, J. A. Brandt, and T. W. Megan (2013). Mesozoic fault reactivation along the St. Lawrence rift system, eastern Canada: Thermochronologic evidence from apatite fission-track dating, *Geological Society of America Bulletin*, 125: 794–810.
- Turmel, Dominique & Locat, Jacques. (2016). Location of the 1663 earthquake epicenter by the simulation of seismic wave propagation at a regional scale. 10.1201/b21520-241.
- Tuttle, M. P., and G. M. Atkinson (2010). Localization of Large Earthquakes in the Charlevoix Seismic Zone, Quebec, Canada, during the Past 10,000 Years, *Seismological Research Letters*, 81: 140-147.
- Williams, H. (1979), Appalachian orogen in Canada, *Canadian Journal of Earth Sciences*, 16:792–807.
- Yenier, E. and G. M. Atkinson (2015). Regionally adjustable generic ground-motion prediction equation based on equivalent point-source simulations: application to Central and Eastern North America, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 105: 1989–2009.

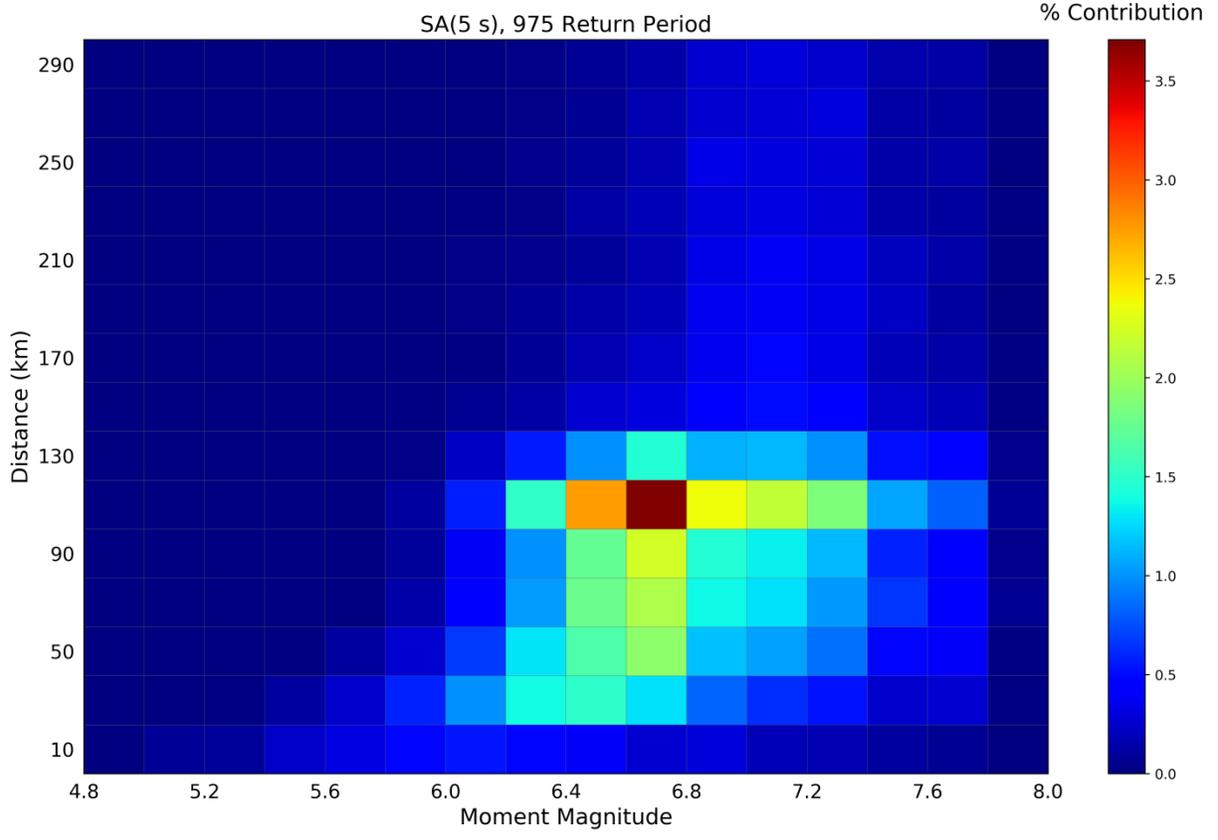
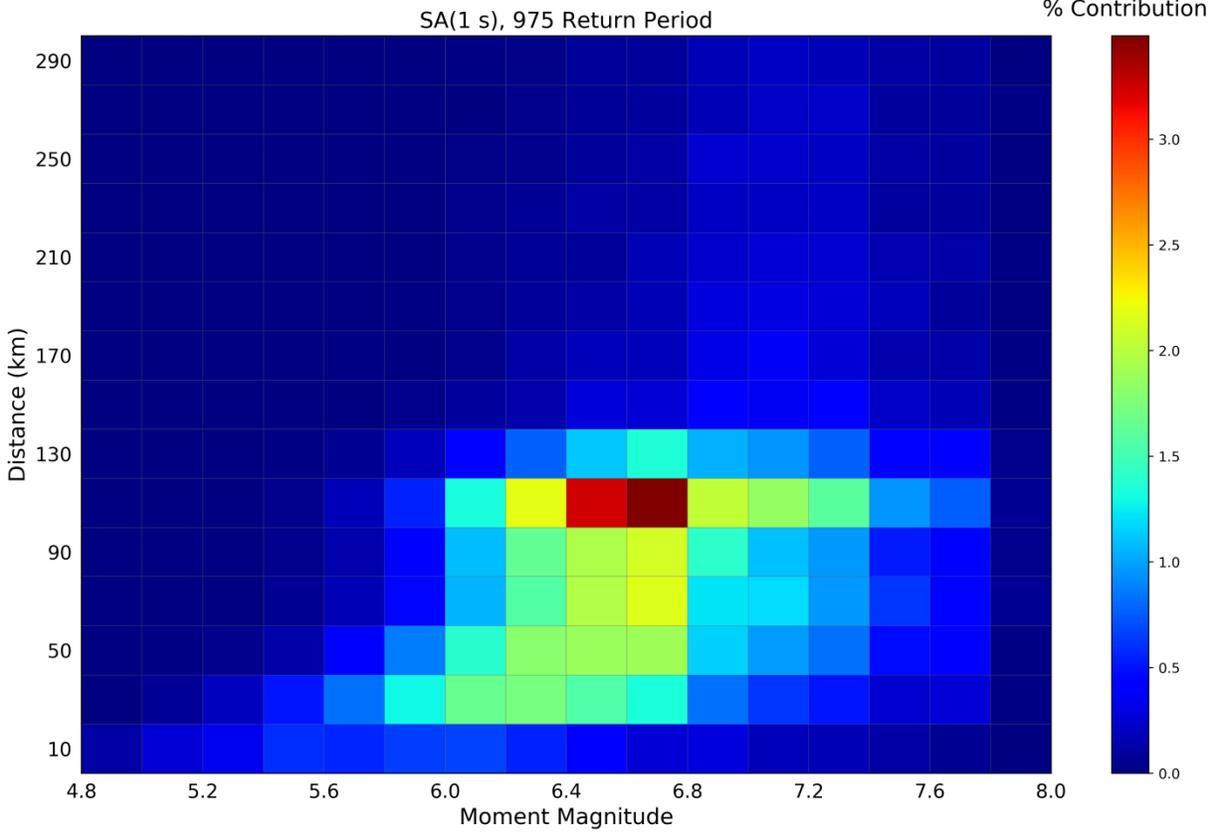
Appendix A Hazard disaggregation for 475-year return period





Appendix B Hazard disaggregation for 975-year return period





Appendix C Hazard disaggregation for 2475-year return period

