

Projet Oléoduc Énergie Est

Aperçu du projet au Québec
Processus BAPE

Février 2016

324

PR-Résumé-Global

Projet Oléoduc Énergie Est de
TransCanada – section québécoise
6211-18-018



Note au lecteur

Cet aperçu a été préparé dans le cadre du mandat d'enquête du BAPE afin de faciliter la compréhension générale du projet d'Oléoduc Énergie Est (le Projet), et en particulier la portion du Projet au Québec.

Une demande officielle (la « Demande ») a été soumise à l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») par TransCanada PipeLines Limited et Oléoduc Énergie Est Ltée, agissant comme commandité de la Société Oléoduc Énergie Est (« Énergie Est »). Cet aperçu ne fait pas partie de la Demande à l'ONÉ.

Dans le cadre de l'enquête et de l'audience publique menées par le BAPE, Énergie Est a également rendu disponible pour les fins de la commission d'enquête la version française de certains documents faisant partie de la Demande. Ces documents sont disponibles sur le site Web du BAPE ainsi que dans ses centres de documentation à Québec et à Montréal.

Si Énergie Est constate, ou si la commission d'enquête lui signale, une divergence entre les documents disponibles sur le site Web du BAPE et les documents déposés par TransCanada et Énergie Est auprès de l'ONÉ, Énergie Est s'engage à réviser les documents disponibles sur le site Web du BAPE et, le cas échéant, à apporter les modifications appropriées dans les meilleurs délais.

Table des matières

1	INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE.....	1-1
1.1	MISE EN CONTEXTE DU PROJET	1-1
1.2	OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE	1-3
1.3	CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE.....	1-3
1.4	RÉALISATION DU PROJET	1-4
1.5	STRUCTURE DE L'EES DÉPOSÉE À L'ONÉ	1-4
1.6	OBJECTIF ET RAISON D'ÊTRE DE CET APERÇU.....	1-4
2	PARTICIPATION DES COLLECTIVITÉS ET DES AUTOCHTONES	2-1
2.1	PRÉAMBULE	2-1
2.2	PRINCIPES ET OBJECTIFS DES PROGRAMMES	2-1
2.3	PORTÉE DES PROGRAMMES	2-2
2.4	PROCESSUS ET OUTILS D'INFORMATION ET DE CONSULTATION	2-3
2.5	RÉSULTATS DES PROGRAMMES	2-5
	2.5.1 Participation des collectivités.....	2-5
	2.5.2 Participation des Autochtones	2-6
2.6	PARTICIPATION CONTINUE.....	2-7
3	DESCRIPTION DU PROJET	3-1
3.1	PRÉAMBULE	3-1
3.2	PRINCIPALES COMPOSANTES DU PROJET.....	3-1
3.3	PROJET AU QUÉBEC.....	3-2
3.4	COMPOSANTES PERMANENTES.....	3-5
	3.4.1 Pipeline	3-5
	3.4.2 Stations de pompage.....	3-5
	3.4.3 Stations de comptage aux points de livraison	3-6
	3.4.4 Vannes de sectionnement	3-6
	3.4.5 Chemins d'accès permanents	3-6
3.5	COMPOSANTES TEMPORAIRES.....	3-7
	3.5.1 Aire de travail	3-7
	3.5.2 Aires de travail supplémentaires.....	3-7
	3.5.3 Chemins d'accès temporaires	3-7
	3.5.4 Aires d'entreposage des tuyaux, entrepôts et aires de dépôt	3-8
	3.5.5 Camp temporaire pour héberger les travailleurs	3-8
3.6	OUVRAGES PARTICULIERS VISANT À ASSURER LA SÉCURITÉ DU PIPELINE	3-8
	3.6.1 Protection contre la corrosion	3-8
	3.6.2 Rubans avertisseurs	3-8
	3.6.3 Dalles de protection	3-9
	3.6.4 Panneaux indicateurs	3-9
3.7	ACTIVITÉS EN PÉRIODE DE CONSTRUCTION	3-9
3.8	MÉTHODES DE FRANCHISSEMENT DES OBSTACLES	3-10
	3.8.1 Méthodes sans tranchée	3-11
	3.8.1.1 Forage directionnel horizontal	3-11
	3.8.1.2 Tunnel.....	3-11
	3.8.1.3 Forage horizontal.....	3-11

3.8.2	Méthodes avec tranchée	3-11
3.8.2.1	Méthode en tranchée isolée	3-12
3.8.2.2	Méthode en tranchée non isolée	3-12
3.9	ACTIVITÉS EN PÉRIODE D'EXPLOITATION.....	3-12
3.9.1	Contrôle de la végétation dans l'emprise permanente du pipeline.....	3-12
3.9.2	Programme d'entretien	3-13
3.9.3	Surveillance périodique	3-13
3.9.4	Inspection.....	3-13
3.9.5	Programme de sensibilisation du public.....	3-13
3.10	CESSATION D'EXPLOITATION ET DÉSAFFECTATION	3-14
4	SÉLECTION DU TRACÉ	4-1
4.1	PRÉAMBULE	4-1
4.2	SCÉNARIOS CONSIDÉRÉS	4-1
4.3	APPROCHE	4-2
4.3.1	Prise en compte des modifications apportées au Projet	4-2
4.3.2	Points de passage	4-3
4.4	CRITÈRES DE SÉLECTION	4-3
4.5	VARIANTES CONSIDÉRÉES	4-4
4.6	EFFORTS D'OPTIMISATION DU TRACÉ.....	4-7
5	MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES EFFETS	5-1
5.1	PRÉAMBULE	5-1
5.2	APPROCHE	5-1
5.3	COMPOSANTES VALORISÉES	5-1
5.4	EFFETS POTENTIELS	5-2
5.5	LIMITES SPATIALES.....	5-3
5.6	LIMITES TEMPORELLES	5-4
5.7	MESURES D'ATTÉNUATION	5-4
5.8	CARACTÉRISATION ET DÉTERMINATION DE L'IMPORTANCE DES EFFETS RÉSIDUELS.....	5-4
5.9	EFFETS CUMULATIFS	5-5
6	ÉVALUATION DES EFFETS.....	6-1
6.1	PRÉAMBULE	6-1
6.2	DESCRIPTION DES CONDITIONS DE BASE.....	6-1
6.2.1	Approche.....	6-1
6.2.1.1	Revue de la documentation existante	6-1
6.2.1.2	Inventaires	6-2
6.2.1.3	Questionnaires.....	6-2
6.2.2	Aperçu des conditions de base.....	6-2
6.2.2.1	Environnement atmosphérique.....	6-4
6.2.2.2	Environnement acoustique	6-4
6.2.2.3	Ressources en eau de surface.....	6-4
6.2.2.4	Ressources en eaux souterraines.....	6-6
6.2.2.5	Poisson et habitat du poisson.....	6-6
6.2.2.6	Sols et terrain.....	6-7
6.2.2.7	Végétation et milieux humides.....	6-8
6.2.2.8	Faune et habitat faunique.....	6-9

6.2.2.9	Occupation humaine et utilisation des ressources	6-9
6.2.2.10	Ressources patrimoniales	6-12
6.2.2.11	Ressources paléontologiques	6-12
6.2.2.12	Utilisation des terres et des ressources à des fins traditionnelles.....	6-12
6.2.2.13	Infrastructures et services	6-12
6.3	PRINCIPALES MESURES D'ATTÉNUATION.....	6-13
6.4	EFFETS RÉSIDUELS.....	6-18
6.5	EFFETS CUMULATIFS	6-26
6.5.1	Activités concrètes considérées et potentiel d'interactions	6-26
6.5.2	Bilan	6-27
6.5.3	Gaz à effet de serre	6-28
7	ACCIDENTS ET DÉFAILLANCES.....	7-1
7.1	PRÉAMBULE	7-1
7.2	MISE EN CONTEXTE.....	7-1
7.3	ACCIDENTS ET DÉFAILLANCES DURANT LA CONSTRUCTION.....	7-1
7.4	ACCIDENTS ET DÉFAILLANCES DURANT L'EXPLOITATION	7-2
7.4.1	Identification des risques	7-2
7.4.1.1	Pétroles bruts représentatifs considérés	7-2
7.4.1.2	Aperçu des principales menaces pour un pipeline.....	7-3
7.4.1.3	Fréquence des incidents et facteurs de modification	7-5
7.4.2	Évaluation des risques.....	7-6
7.4.2.1	Propagation du pétrole dans l'environnement et conséquences	7-6
7.4.2.2	Site d'intérêt.....	7-9
7.4.2.3	Scénarios de défaillance et d'accident vraisemblables les plus défavorables	7-10
7.4.3	Sécurité du pipeline	7-10
7.4.3.1	Transport du pétrole brut.....	7-10
7.4.3.2	Mesures de sécurité pour le pipeline.....	7-10
7.4.4	Plan d'intervention d'urgence	7-11
8	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT.....	8-1
8.1	PRÉAMBULE	8-1
8.2	MISE EN CONTEXTE.....	8-1
8.3	APERÇU DES PPE.....	8-2
8.3.1	Structure générale et contenu	8-2
8.3.2	Engagements généraux.....	8-3
8.3.2.1	Plans d'intervention	8-4
8.3.2.2	Plans de gestion	8-4
8.3.3	Engagements spécifiques.....	8-4
8.3.3.1	Cartographie environnementale du tracé	8-5
8.3.3.2	Tableaux des mesures d'atténuation relatives aux ressources	8-5
8.3.3.3	Figures des considérations environnementales	8-5
9	BILAN.....	9-1
10	RÉFÉRENCES.....	10-1

Liste des figures

Figure 1-1	Principales composantes du Projet	1-2
Figure 3-1	Principales composantes du Projet au Québec.....	3-3

Liste des tableaux

Tableau 1-1	Structure globale de l'EES du Projet Oléoduc Énergie Est.....	1-7
Tableau 3-1	Aperçu des principales composantes du Projet.....	3-2
Tableau 3-2	Activités en période de construction du pipeline.....	3-9
Tableau 4-1	Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015.....	4-9
Tableau 5-1	Composantes valorisées et effets potentiels considérés dans le cadre du Projet au Québec	5-2
Tableau 5-2	Paramètres considérés lors de la caractérisation des effets résiduels dans le cadre du Projet au Québec.....	5-5
Tableau 6-1	Efforts d'inventaire	6-3
Tableau 6-2	Franchissements de cours d'eau par le nouveau pipeline.....	6-5
Tableau 6-3	Aires protégées de la ZIP	6-10
Tableau 6-4	Utilisation du sol dans l'emprise du pipeline	6-11
Tableau 6-5	Principales mesures d'atténuation.....	6-14
Tableau 6-6	Bilan des effets résiduels anticipés.....	6-19
Tableau 6-7	Activités concrètes et potentiel d'interactions	6-26
Tableau 6-8	Émissions de GES (kt d'éq. CO ²) – 2005 à 2013	6-28
Tableau 6-9	Émissions de GES (kt éq. CO ₂ /année) anticipées lors de la construction.....	6-29
Tableau 6-10	Émissions par province durant la phase d'exploitation	6-29
Tableau 7-1	Menaces et principales mesures d'atténuation pour le pipeline	7-4
Tableau 7-2	Fréquence des incidents modifiée et intervalles d'apparition	7-6

Liste des annexes

Annexe A	Cartographie
	Carte 1 – Variantes considérées - Québec
	Carte 2 – Changements de tracé - Québec
	Carte 3 – Effort d'inventaire - Québec
	Carte 4 – Principales composantes environnementales – Québec

Liste des sigles et abréviations

Association canadienne de pipelines d'énergie	ACPE
Agriculture et Agroalimentaire Canada	AAC
American Petroleum Institute	API
American Society of Mechanical Engineers	ASME
Atlas des amphibiens et reptiles du Québec	AARQ
Benzène, toluène, éthylbenzène et xylène	BTEX
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement	BAPE
Canadian Common Ground Alliance	CGA
Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership	Canaport Energy East LP
Canards Illimités Canada	CIC
Cartographie environnementale du tracé	CET
Centre d'expertise hydrique du Québec	CEHQ
Centre de contrôle de l'exploitation	CCE
Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec	CDPNQ
Comité sur la situation des espèces en péril du Canada	COSEPAC
Commission de protection du territoire agricole du Québec	CPTAQ
Communauté métropolitaine de Montréal	CMM
Communauté métropolitaine de Québec	CMQ
Composante valorisée	CV
Energy East Pipeline Limited Partnership	Energy East LP
Époxy lié par fusion	ELF
Équipe d'évaluation du nettoyage des rives	EENR
Évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques	EEES
Évaluation environnementale et socioéconomique	EES
Fiche signalétique	FS
Figure des considérations environnementales	FCE
Fissuration par corrosion sous contrainte	FCSC
Forage directionnel horizontal	FDH
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	TQM
Gaz à effet de serre	GES
Hydrocarbure aromatique polycyclique	HAP
Institut de la statistique du Québec	ISQ
Institut de recherche et de développement en agroenvironnement	IRDA
Irving Oil Company Limited	Irving Oil

Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)	LCEE 2012
Loi sur l'Office national de l'énergie	Loi sur l'ONÉ
Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec	MAPAQ
Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec	MERN
Ministère de la Culture et des Communications	MCC
Ministère de la Santé et des Services sociaux	MSS
Ministère de la Sécurité publique	MSP
Ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire	MAMOT
Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs	MFFP
Ministère des Ressources naturelles et de la Faune	MRNF
Ministère des Ressources naturelles	MRN
Ministère des Transports du Québec	MTQ
Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques	MDDELCC
Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs	MDDEP
Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs	MDDEFP
Ministère du Travail, de l'Emploi et de la Solidarité sociale	MTESS
Municipalité régionale de comté	MRC
Office national de l'énergie	ONÉ
Oléoduc Énergie Est Ltée	Énergie Est
Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration	PHMSA
Plan d'intervention d'urgence	PIU
Plan d'intervention d'urgence géographique	PIUG
Plan de protection de l'environnement	PPE
Poste de commandement du lieu d'incident	PCI
Pression d'exploitation maximale	PEM
Produit intérieur brut	PIB
Programme annuel d'entretien du pipeline	PEP
Projet Oléoduc Énergie Est	Projet
Rapport de données techniques	RDT
Registre public des espèces en péril	RPEP
Récepteur très sensible	RTS
Système d'acquisition et de contrôle des données	SCADA
Système de gestion des urgences	SGU
Société d'intervention maritime de l'Est du Canada	SIMEC
Tableau des mesures d'atténuation relatives aux ressources	TMAR

TransCanada PipeLines Limited	TransCanada
Union des municipalités du Québec	UMQ
Union des producteurs agricoles	UPA
Utilisation des terres et des ressources à des fins traditionnelles	UTRT
Zone d'étude locale	ZEL
Zone d'étude régionale	ZER
Zone d'exploitation contrôlée	ZEC
Zone d'implantation du Projet	ZIP

1 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE

1.1 Mise en contexte du Projet

Le projet Oléoduc Énergie Est (ci-après désigné le Projet) a pour principal objectif de transporter par oléoduc environ 1,1 million de barils de pétrole par jour en provenance de l'Alberta et de la Saskatchewan vers les raffineries de l'Est du Canada et un terminal maritime au Nouveau-Brunswick. Les principales composantes du Projet sont :

- la conversion en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario d'environ 3 000 km de gazoduc existant en oléoduc;
- la construction d'un nouvel oléoduc d'environ 1 520 km principalement en Alberta, au Québec, au Nouveau-Brunswick et, dans une moindre mesure, en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario;
- la construction de 3 terminaux de réservoirs de stockage à Hardisty en Alberta, à Moosomin en Saskatchewan et à Saint John au Nouveau-Brunswick;
- la construction et l'exploitation, au Nouveau-Brunswick, d'installations maritimes permettant l'exportation.

Le Projet prévoit également la construction et l'exploitation de 71 stations de pompage et de 5 stations de comptage aux points de livraison entre l'Alberta et le Nouveau-Brunswick. La figure 1-1 illustre schématiquement les principales composantes du Projet.

Le Projet permettrait aux raffineries de l'Est du Canada d'accéder à des réserves domestiques de pétrole à prix concurrentiel. Par ailleurs, la présence d'un terminal maritime au Nouveau-Brunswick permettrait l'exportation du pétrole canadien vers de nouveaux marchés. Le Projet créerait de nouveaux emplois, en plus de générer une croissance du produit intérieur brut (PIB) et d'importantes recettes fiscales supplémentaires. Selon une étude du Conference Board du Canada, l'Oléoduc Énergie Est ajoutera environ 16,8 milliards de dollars au PIB canadien durant les 9 années de développement et de construction du Projet, auxquels s'ajouteront près de 39 milliards de dollars durant les 20 premières années d'exploitation.

Au Québec, le Projet comprend la construction d'un nouveau pipeline d'environ 648 km, l'implantation de 10 stations de pompage et 2 stations de comptage aux points de livraison. L'implantation de 107 vannes de sectionnement permettant d'isoler le pétrole dans chaque section de l'oléoduc est aussi une composante importante du Projet. Par ailleurs, le Projet prévoit également l'aménagement de chemins d'accès permanents menant aux stations de pompage et aux vannes de sectionnement ainsi que certaines infrastructures et installations temporaires requises pour la période de construction. Une description plus détaillée des principales composantes du Projet est présentée à la section 3.

Figure 1-1 Principales composantes du Projet



1.2 Oléoduc Énergie Est Ltée

Oléoduc Énergie Est Ltée (ci-après désignée Énergie Est) est une société par actions constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Elle est aussi une « compagnie » au sens attribué à ce terme dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'ONÉ)*, et elle est détenue en propriété indirecte par TransCanada PipeLines Limited (ci-après désignée TransCanada). Énergie Est est le commandité agissant au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership (Energy East LP), et elle est un commandité de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership (Canaport Energy East LP).

Energy East LP sera propriétaire de la totalité des installations constituant le Projet, à l'exception du terminal maritime de Canaport d'Énergie Est, qui sera la propriété de Canaport Energy East LP. Énergie Est et une filiale en propriété conjointe de TransCanada et d'Irving Oil Company Limited (Irving Oil) sont les commandités de Canaport Energy East LP.

TransCanada est une société prorogée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et une « compagnie » au sens de la *Loi sur l'ONÉ*. Elle est propriétaire et exploitante d'un réseau de transport de gaz naturel qui commence à la frontière de l'Alberta et traverse la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario et une partie du Québec et qui est relié à divers pipelines canadiens et internationaux en aval (canalisation principale). La canalisation principale de TransCanada est assujettie à la réglementation de l'Office national de l'énergie (ONÉ).

1.3 Contexte réglementaire

Le Projet sera un ouvrage fédéral assujetti à la réglementation de l'ONÉ pour la durée de son cycle de vie, incluant la planification et la conception, en passant par la construction et l'exploitation, jusqu'à la cessation d'exploitation.

Énergie Est doit obtenir diverses autorisations pour le Projet en vertu des parties I, III, IV et V de la *Loi sur l'ONÉ*. La demande pour obtenir les approbations requises pour la construction et l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est est en cours.

De plus, Énergie Est devra voir à l'obtention de divers permis et diverses autorisations en vertu des lois fédérales et provinciales pour des activités accessoires, mais nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est. Les permis et autorisations qui ne relèvent pas de l'ONÉ seront obtenus, au besoin, à temps pour respecter le calendrier de construction et les dates prévues de mise en service du Projet.

Dans le cadre de l'élaboration de la demande d'approbation relative au Projet et de l'évaluation environnementale et socioéconomique (EES) du Projet, une revue des lois et règlements applicables au Projet a été effectuée. Pour plus de détails quant aux autorisations réglementaires requises dans le cadre du Projet, le lecteur peut notamment consulter les sections suivantes :

- la section 2.14 du Volume 7 de la demande relative au Projet;
- la section 3 du Volume 1 de l'EES;

- les sous-sections libellées « Exigences réglementaires fédérales » et « Exigences réglementaires provinciales » contenues dans l'évaluation des effets aux Volumes 2 et 3, partie D de l'EES.

1.4 Réalisation du Projet

Diverses modifications ont été apportées au Projet depuis son annonce en 2013. Compte tenu de l'évolution du Projet, le calendrier préliminaire de réalisation a fait l'objet de certains ajustements.

Un des jalons important tributaire à la réalisation du Projet est l'approbation réglementaire par l'ONÉ.

Selon le processus d'approbation réglementaire en cours, le scénario actuellement envisagé prévoit le début des travaux de construction à la fin de 2018 et la mise en service de l'oléoduc en 2020.

1.5 Structure de l'EES déposée à l'ONÉ

L'EES pancanadienne relative au Projet a été déposée auprès de l'ONÉ le 30 octobre 2014 par Énergie Est au même moment que la demande d'approbation réglementaire qui comporte 12 volumes distincts, soit quelque 12 230 pages.

L'EES comporte 8 volumes distincts, soit environ 8 665 pages. Les sections de l'EES traitant du Projet au Québec ont été traduites en français et sont disponibles en ligne sur le site Web dédié au Projet (<http://www.oleoducenergieest.com>) et également sur le site Web de l'ONÉ.

Depuis ce dépôt, 5 rapports supplémentaires à l'EES ont été déposés auprès de l'ONÉ. En conséquence, le nombre de volumes de l'EES est passé de 8 à 13.

Les 5 rapports supplémentaires contiennent des mises à jour de l'EES à la suite des ajustements apportés au Projet, ainsi que des données et de la cartographie complémentaires émanant de l'avancement des études.

Le tableau 1-1 expose la structure globale de l'EES, y compris les volumes supplémentaires de l'EES déposés avec les rapports supplémentaires jusqu'à décembre 2015 inclusivement.

1.6 Objectif et raison d'être de cet aperçu

Cet aperçu a comme principal objectif de synthétiser l'information relative à la partie québécoise du Projet déposée à l'ONÉ. Ainsi, il constitue un résumé de l'information comprise dans l'EES et les 5 rapports supplémentaires qui l'accompagnent. Cet aperçu se veut un portrait sommaire et abrégé qui permet de mettre en lumière principaux éléments à prendre en compte relatifs au Projet et survoler le contenu de l'EES.

Tableau 1-1 Structure globale de l'EES du Projet Oléoduc Énergie Est

EES 30 OCTOBRE 2014	RAPPORT SUPPLÉMENTAIRE N° 1 JANVIER 2015	RAPPORT SUPPLÉMENTAIRE N° 2 MARS 2015	RAPPORT SUPPLÉMENTAIRE N° 3 JUIN 2015	RAPPORT SUPPLÉMENTAIRE N° 4 SEPTEMBRE 2015	RAPPORT SUPPLÉMENTAIRE N° 5 DÉCEMBRE 2015
Volume 1: Aperçu			Contenu hors Québec Volume 12 - Contingency Crossings AB-ON*	Volume 12 Mise à jour 1 - Méthode alternative de franchissement (QC tronçon 1 et NB) Contenu hors Québec - Assiniboine River Sediment Modelling*	Volume 12 Mise à jour 2 - Camps de travailleurs - Quantitative Wildlife Habitat Assessment* - Franchissement et tracé alternatifs - Alternatives au franchissement QC segment 2
Volume 2: Évaluation des effets biophysiques Partie D (Québec) Contenu hors Québec Partie A (Alberta) Partie B (Saskatchewan et Manitoba) Partie C1 (Nord de l'Ontario) Partie C2 (Est de l'Ontario) Partie E (Nouveau-Brunswick)	Volume 9 : Mise à jour de l'évaluation environnementale et socioéconomique terrestre			Contenu hors Québec Volume 13A Addenda à l'ÉES Volumes 2 & 3, Parties A, B, C1, C2 (Atmosphérique, Acoustique, Santé humaine, Emploi et économie exclus)	Contenu hors Québec Volume 13A Mise à jour 1 Addenda à l'ÉES Volume 2, Parties A, B, C1, C2 - Environnement atmosphérique - Environnement acoustique Volume 3, Parties A, B, C1, C2 - Emploi et économie - Santé humaine
Volume 3: Évaluation des effets socioéconomiques Partie D (Québec) Contenu hors Québec Partie A (Alberta) Partie B (Saskatchewan et Manitoba) Partie C1 (Nord de l'Ontario) Partie C2 (Est de l'Ontario) Partie E (Nouveau-Brunswick)		Volume 13B Addenda à l'ÉES Volume 2, Parties D & E - (QC & NB) Volume 3, Parties D & E - (QC & NB)			
Contenu hors Québec Volume 4 Parties A, B, C : Complexe du terminal maritime	Contenu hors Québec Volume 10 Évaluation du milieu marin Addenda à l'ÉES, volume 4 (Poissons marins et leur habitat)				Contenu hors Québec Volume 4, Partie B - CTM au NB Volume 4, Partie C - Navigation maritime
Volume 5: Effets de l'environnement					
Volume 6: Accidents et défaillances		Contenu hors Québec Volume 6 (Mise à jour) : SOI - Iroquois River*			Volume 13C Addenda à l'ÉES Volume 6 - Accidents et défaillances Volume 7 - Synthèse et conclusions
Volume 7: Synthèse et conclusions					
Contenu périmé Voir Volume 8 Mise à jour 1 Volume 8: Plans de protection de l'environnement		Volume 8 Mise à jour 1 : PPE Contenu hors Québec CET & TMAR - AB-ON* & NB FCE des franchissements à remplacer	Contenu Québec périmé Voir Volume 8 Mise à jour 3 Volume 8 Mise à jour 2 CET & TMAR - QC Segment 1		Volume 8 Mise à jour 3 - CET QC Segments 1 & 2 - TMAR - FCE pour les installations - Dessins typiques - Plan d'atténuation pour les amphibiens - Plan d'atténuation pour les serpents - Plan d'atténuation pour les tortues - Plan d'atténuation pour les nids d'oiseaux
	Contenu périmé en partie Voir Volume 11 Mise à jour 1 Volume 11 Rapports de données techniques - Oiseaux de proie - Oiseaux nicheurs - Ongulés				Volume 11 Mise à jour 1 Rapports de données techniques - Ongulés (complémentaires) - OHUR - Espèces floristiques d'intérêt pour la conservation - Milieux humides - Amphibiens et reptiles - Poisson et habitat du poisson - Sols et terrain
					Contenu hors Québec Évaluation des risques pour la santé humaine et l'environnement
<p>Notes et remarques : Les éléments de contenu relatifs au Québec et non périmés sont mis en ombragé. L'EES est présentée par région géographique, de l'ouest vers l'est : partie A (Alberta), partie B (Saskatchewan et Manitoba), partie C1 (Nord de l'Ontario), partie C2 (Est de l'Ontario), partie D (Québec) et partie E (Nouveau-Brunswick). Le latéral de Cromer est dans la partie B, alors que les deux latéraux du Québec sont dans la partie D. Le volume 4 fait référence au terminal de réservoirs de Saint John, le pipeline d'interconnexion et la jetée.</p>					
<p>CET - Cartographie environnementale du tracé TMAR - Tableaux des mesures d'atténuation spécifiques aux ressources FCE - Figures des considérations environnementales PPE - Plan de protection de l'environnement SOI - Sites of Interest (sites d'intérêt) CTM - Complexe du terminal maritime * Document disponible en anglais seulement</p>					

2 PARTICIPATION DES COLLECTIVITÉS ET DES AUTOCHTONES

2.1 Préambule

Cette section présente un survol des programmes d'information et de consultation avec les collectivités et les Autochtones. Les documents utilisés pour la préparation de cet aperçu et qui peuvent être consultés pour de plus amples renseignements sont :

- le Volume 8 (Terrains) de la Demande déposée à l'ONÉ en octobre 2014 et ses mises à jour subséquentes (septembre et décembre 2015);
- le Volume 9 (Participation des collectivités) de la Demande déposée à l'ONÉ en octobre 2014;
- le Volume 10 (Engagement à l'égard des Autochtones) de la Demande déposée à l'ONÉ en octobre 2014 et les rapports supplémentaires n^{os} 1 à 5;
- les mises à jour de l'Annexe Volume 2 des rapports supplémentaires n^{os} 1 à 4 et de l'Annexe Volume 3 du rapport supplémentaire n^o 5.

2.2 Principes et objectifs des programmes

Dans le cadre du Projet, Énergie Est a adopté la Politique de participation des collectivités de TransCanada et la Politique relative aux relations avec les Autochtones afin de guider les échanges avec les communautés et les organisations des Premières Nations et des Métis à l'égard du Projet. Celles-ci reposent sur les principes suivants :

- relever et prendre en compte les points de vue des parties prenantes;
- être visible, présent et accessible dans la collectivité;
- reconnaître que la diversité des idées, des opinions et des expériences contribue à améliorer la prise de décisions et les résultats;
- prendre en charge et être responsable des décisions et des résultats;
- faire le suivi du rendement, le mesurer et en faire part publiquement dans les rapports annuels et les rapports sur la responsabilité sociale de l'entreprise, afin de poursuivre l'objectif d'amélioration continue.

Ainsi, les programmes de participation des collectivités et des Autochtones ont pour objectifs de :

- favoriser les échanges avec les collectivités ainsi que les communautés et organisations des Premières Nations;
- leur fournir des renseignements;
- les écouter,
- répondre à leurs questions et préoccupations; et

- d'en tenir compte, dans la mesure du possible, lors de l'élaboration du Projet.

En plus des objectifs mentionnés ci-dessus, le programme d'engagement des Autochtones d'Énergie Est vise aussi plus spécifiquement à :

- identifier des protocoles et des pratiques d'engagement acceptables aux communautés;
- intégrer dans la mesure du possible les connaissances traditionnelles dans la conception et les mesures d'atténuation du Projet et soutenir la participation des communautés et organisations des Premières Nations au processus d'engagement (financement de la capacité et communication de l'information);
- s'assurer que les communautés et organisations des Premières Nations savent que leur participation a eu une incidence sur l'évaluation environnementale et socioéconomique et la planification du Projet;
- identifier des débouchés possibles en matière d'éducation, de formation, d'emploi et d'octroi de contrats.

Énergie Est a mis sur pied une équipe dédiée au programme d'engagement des Autochtones pour faciliter l'information et la consultation des communautés et organisations des Premières Nations. Cette équipe s'efforce de comprendre et d'adapter son approche, de façon à bien saisir les besoins ou les façons de procéder propres à chaque communauté ou organisation et à lui fournir des ressources pour soutenir leurs activités d'engagement.

2.3 Portée des programmes

Les programmes de participation ont été élaborés et adaptés en fonction de la portée du Projet, de la localisation des composantes et des effets biophysiques et socioéconomiques du Projet, ainsi que des intérêts, des besoins d'information et des préoccupations des diverses collectivités. Bien que les principes sous-jacents demeurent les mêmes, la portée, les objectifs et les efforts de consultation varient selon la province en fonction des intérêts, des besoins d'information et des préoccupations des diverses collectivités.

Initialement, les collectivités et les communautés et organisations des Premières Nations, ont été identifiées soit en fonction de leur proximité avec le Projet et de leur intérêt environnemental, économique ou social envers le Projet. D'autres parties prenantes ont été ajoutées à la suite des mises à jour apportées au Projet en cours d'élaboration.

Bien que les composantes du Projet chevauchent le territoire de six provinces, le programme de participation a été déployé dans sept provinces. En effet, des activités d'information et de consultation ont été organisées en Nouvelle-Écosse à la suite de préoccupations soulevées liées à la présence d'installations maritimes dans la baie de Fundy.

La démarche d'information et de consultation des parties prenantes a permis de communiquer avec un grand nombre d'intervenants, dont :

- les résidents de plus de 500 municipalités à l'échelle nationale, les propriétaires fonciers concernés et le grand public (groupes de citoyens ayant des intérêts communs et personnes intéressées);
- à l'échelle nationale, plus de 150 communautés et organisations des Premières Nations et des Métis s'intéressant au Projet dans une zone de 200 km contigüe au Projet (100 km de part et d'autre du Projet);
- les autorités et les organismes municipaux, paramunicipaux, régionaux et nationaux (responsables municipaux élus et non élus, administrations municipales, représentants des MRC, conseils régionaux de l'environnement, UPA et fédérations affiliées);
- les organismes, les autorités et les responsables régionaux et locaux d'intervention en cas d'urgence (police, services de sécurité incendie, services ambulanciers et intervenants en cas d'urgence environnementale);
- les organisations non gouvernementales (ONG), telles les chambres de commerce, les associations pour le développement économique, les groupes de planification et des loisirs des collectivités, les associations vouées à la conservation, comités de bassins versants, les associations industrielles et commerciales;
- certaines organisations environnementales;
- les utilisateurs du territoire et des ressources aquatiques (ZEC, clubs de motoneigistes, associations de pourvoyeurs, etc.).

Les activités de participation des collectivités et d'engagement avec les communautés et organisations des Premières Nations se poursuivent, et se poursuivront pendant toutes les étapes du processus d'approbation réglementaire, de la construction et l'exploitation du Projet.

2.4 Processus et outils d'information et de consultation

Les programmes de participation (collectivités et Autochtones) comportent certaines étapes clés qui sont répétées tout au long des divers stades d'élaboration du Projet. Il s'agit de :

- l'identification et de la communication des informations stratégiques sur le Projet;
- la récolte des commentaires, des préoccupations et des suggestions ainsi que la formulation de réponses appropriées;
- la consignation des commentaires, des préoccupations et des suggestions et, dans la mesure du possible, la formulation et la mise en place de mesures d'atténuation.

Les besoins en matière d'information préliminaire des collectivités et des Autochtones ont été évalués pendant la phase de planification au moyen des renseignements provenant des médias et des projets de TransCanada et ont aussi été déterminés à la suite d'un processus de rétroaction. Par exemple, les sujets abordés lors des rencontres avec les municipalités ont servi de base à l'identification de l'information à diffuser. De même, des questionnaires ont été remis aux participants à la sortie des

journées portes ouvertes. Les questions qui sont demeurées en suspend lors des journées portes ouvertes ont été dirigées vers les membres appropriés de l'équipe d'Énergie Est. Le responsable régional ou l'expert approprié a communiqué avec les personnes ou les groupes intéressés par téléphone, par lettre ou en personne afin de répondre à leurs questions.

Plusieurs outils de communication ont été conçus par Énergie Est pour soutenir ses représentants dans le cadre de leurs activités d'information et de consultation du milieu, ainsi que pour répondre aux questions de la population à l'égard du Projet. Ceux-ci comprennent notamment :

- un site Web dédié au Projet;
- une ligne téléphonique sans frais;
- une adresse de courriel dédiée au Projet;
- des communiqués de presse;
- des brochures et des fiches techniques;
- des présentations pour les diverses rencontres;
- des publicités à la télévision et dans les journaux;
- l'utilisation des médias sociaux.

Par ailleurs, différents moyens ont été utilisés afin d'informer et de consulter la collectivité. Ceux-ci comprennent notamment :

- des rencontres de type portes ouvertes à l'échelle nationale;
- des journées techniques;
- des séances d'information et de consultation de groupe avec les propriétaires fonciers concernés;
- des envois de lettre et des rencontres d'information personnalisées avec les élus, divers organismes et groupes environnementaux;
- des rencontres privées d'information avec les propriétaires fonciers concernés;
- des rencontres communautaires propres aux groupes autochtones.

Une des activités-clés du programme de participation des collectivités est la tenue de séances d'information et de consultation de groupe avec les propriétaires fonciers concernés par le tracé. Les séances ont permis de bien renseigner ces propriétaires sur le Projet, le processus réglementaire, les principaux effets appréhendés, les grandes étapes de la construction d'un pipeline et les mesures d'atténuation et de compensation reliées à sa construction. Les séances ont aussi permis d'informer ces propriétaires sur le rôle et les responsabilités des agents de liaison qui entreraient en communication avec eux afin de remplir un formulaire d'entrevue et d'obtenir l'autorisation de chacun d'eux pour accéder à leur propriété afin de réaliser divers relevés environnementaux et techniques.

2.5 Résultats des programmes

Cette section présente, de façon distinctes, les principaux résultats des programmes de participation des collectivités et des Autochtones.

2.5.1 Participation des collectivités

Au Québec, les activités du programme de participation des collectivités réalisées entre mars 2013 et décembre 2015 ont donné lieu à :

- 27 journées portes ouvertes qui ont attiré environ 2 500 personnes;
- plus de 130 rencontres avec les municipalités ainsi qu'avec des représentants de municipalités régionales de comté (MRC);
- une trentaine de rencontres avec des groupes d'intérêt et des groupes de protection de l'environnement;
- 15 rencontres avec des fédérations locales et des groupes délégués de l'Union des producteurs agricoles (UPA).
- quelque 35 séances d'information et de consultation de groupe avec les propriétaires fonciers concernés par le Projet et environ 6 800 rencontres individuelles avec ceux-ci ont également été tenues.

Les sujets de préoccupation les plus fréquemment associés au Projet ont été recueillis lors des rencontres de consultation. Selon l'information colligée, les principaux sujets d'intérêt et éléments de préoccupation soulevés durant les activités de participation sont :

- le plan d'urgence, notamment en ce qui a trait aux responsabilités en cas d'accident ou de déversement, le temps de réponse et les plans et procédures d'intervention;
- les questions générales concernant la sécurité du pipeline : inspections, mesures de prévention et de sécurité, risques de sabotage, risques liés à l'activité sismique;
- les questions techniques (méthode de construction, largeur de la servitude, profondeur et durée de vie du pipeline);
- les caractéristiques du produit transporté et sa propension à flotter;
- les risques et effets liés à un déversement pouvant affecter les sources d'eau potable, les eaux de surface et l'eau souterraine;
- la construction et les activités d'exploitation des stations de pompage, y compris les effets visuels ainsi que le bruit provenant de ces activités et les mesures d'atténuation des niveaux sonores;
- l'accès au territoire : terres agricoles, terres forestières, effets sur les sentiers de VTT et de motoneige;
- l'utilisation de l'emprise sur les terrains privés par les VTT et motoneiges;
- les effets de la construction sur les milieux humides, les cours d'eau et les espèces fauniques et floristiques sensibles;

- les questions relatives à la compensation et à l'indemnisation pour perte de revenu foncier, baisse de valeur des terres, déboisement;
- les avantages économiques du Projet à l'échelle locale, régionale et provinciale comparativement aux risques environnementaux;
- la désaffectation et la cessation d'exploitation : responsabilité de l'entreprise en regard de l'exploitation des installations pendant la durée de vie du Projet et le risque de contamination.

Les résultats sont gérés au moyen d'une base de données spécialement conçue pour encadrer les activités de participation, recenser les initiatives destinées aux diverses parties prenantes et pour répondre aux préoccupations exprimées.

2.5.2 Participation des Autochtones

Depuis le début des activités d'engagement en avril 2013, Énergie Est a approché 23 communautés et organisations des Premières Nations au Québec. Les activités d'engagement ont donné lieu à :

- la participation à divers degrés de ces organisations autochtones au programme d'engagement des Autochtones au Québec;
- 277 rencontres avec les communautés et organisations des Premières Nations;
- des journées portes ouvertes organisées dans leur région et auxquelles les représentants des communautés des Premières Nations ont été invités ;
- la mise en place de 5 ententes sur le financement des engagements et sur les communications (EFEC) et plusieurs autres en négociations;
- 5 études sur l'utilisation traditionnelle du territoire (UTT) en voie de réalisation ou complétées;
- 3 156 entrées dans le registre des communications d'Énergie Est.

Par ailleurs, en plus des préoccupations semblables à celles soulevées par les collectivités, les activités d'engagement avec les Autochtones ont mis en relief les points d'intérêt spécifiques aux communautés et organisations des Premières Nations suivants :

- traités et droits autochtones : effets potentiels du Projet sur les droits issus de traités et les droits et titres autochtones revendiqués ainsi que sur l'utilisation traditionnelle des terres et des ressources;
- développement économique : financement, investissement dans la communauté, emploi, formation et opportunités pour les fournisseurs durant la construction et l'exploitation, et participation économique.

2.6 Participation continue

Les équipes du Projet dédiées à chacun des programmes de participation (collectivités et Autochtones) continuent de concevoir et d'actualiser le matériel et les ressources nécessaires (fiches de renseignement, bulletins d'information, sites Web, etc.) en prévision et en réponse aux questions et aux préoccupations soulevées. Le dialogue et les communications seront maintenus en tout temps avec les collectivités ainsi que les communautés et organisations des Premières Nations avant et pendant la construction. Une fois le pipeline mis en service, des personnes ressources affectées aux diverses régions feront la liaison et continueront d'établir et de préserver les relations avec toutes les parties dans la zone du Projet.

3 DESCRIPTION DU PROJET

3.1 Préambule

Cette section a pour objet de présenter un aperçu des principales composantes du Projet ainsi que des différentes activités liées à sa construction et son exploitation.

Depuis l'annonce du Projet en août 2013, des modifications ont été apportées à sa portée et à la localisation de ses composantes en raison, notamment, des résultats des relevés techniques et environnementaux, des commentaires et des préoccupations soulevés lors des activités d'information et de consultation avec les collectivités et des résultats de l'appel de soumissions exécutoires. La description présentée ci-après dresse le portrait du Projet en relation avec le dernier dépôt effectué à l'ONÉ en décembre 2015.

Les principaux documents utilisés pour la préparation de cette section, et pouvant être consultés pour de plus amples informations, sont :

- Volume 1 (Demande relative au Projet Énergie Est), Volume 4 (Conception du pipeline), Volume 6 (Conception des installations), Volume 7 (Construction et exploitation) et Volume 8 (Terrains et consultation des propriétaires fonciers) de la Demande relative au Projet déposée en 2014 et les Volumes 1 et 2 de la Modification de la Demande déposée en décembre 2015;
- les sections 1, 2 et 8 du Volume 1 de l'EES;
- la section 7 du Volume 6 de l'EES;
- les mises à jour relatives au Projet et Errata des rapports supplémentaires n^{os} 1, 3, 4 et 5 et de l'annexe 4E du rapport supplémentaire n° 5;
- l'annexe Volume 1B du rapport supplémentaire n° 1 (Étude de faisabilité du tunnel sous le fleuve Saint-Laurent).

3.2 Principales composantes du Projet

Plusieurs composantes seront nécessaires pour acheminer le pétrole de l'Alberta et de la Saskatchewan vers les raffineries de l'Est du Canada et au terminal maritime au Nouveau-Brunswick. Outre la conversion de canalisations existantes et la construction de nouveaux tronçons de pipeline, des stations de pompage, des vannes de sectionnement, des stations de comptage aux points de livraison, des terminaux de réservoirs de stockage et des installations maritimes seront nécessaires pour assurer le transport et le stockage pour les besoins intérieurs et l'exportation du pétrole vers les marchés extérieurs.

Le tableau 3-1 expose un aperçu des principales composantes du Projet.

Tableau 3-1 Aperçu des principales composantes du Projet

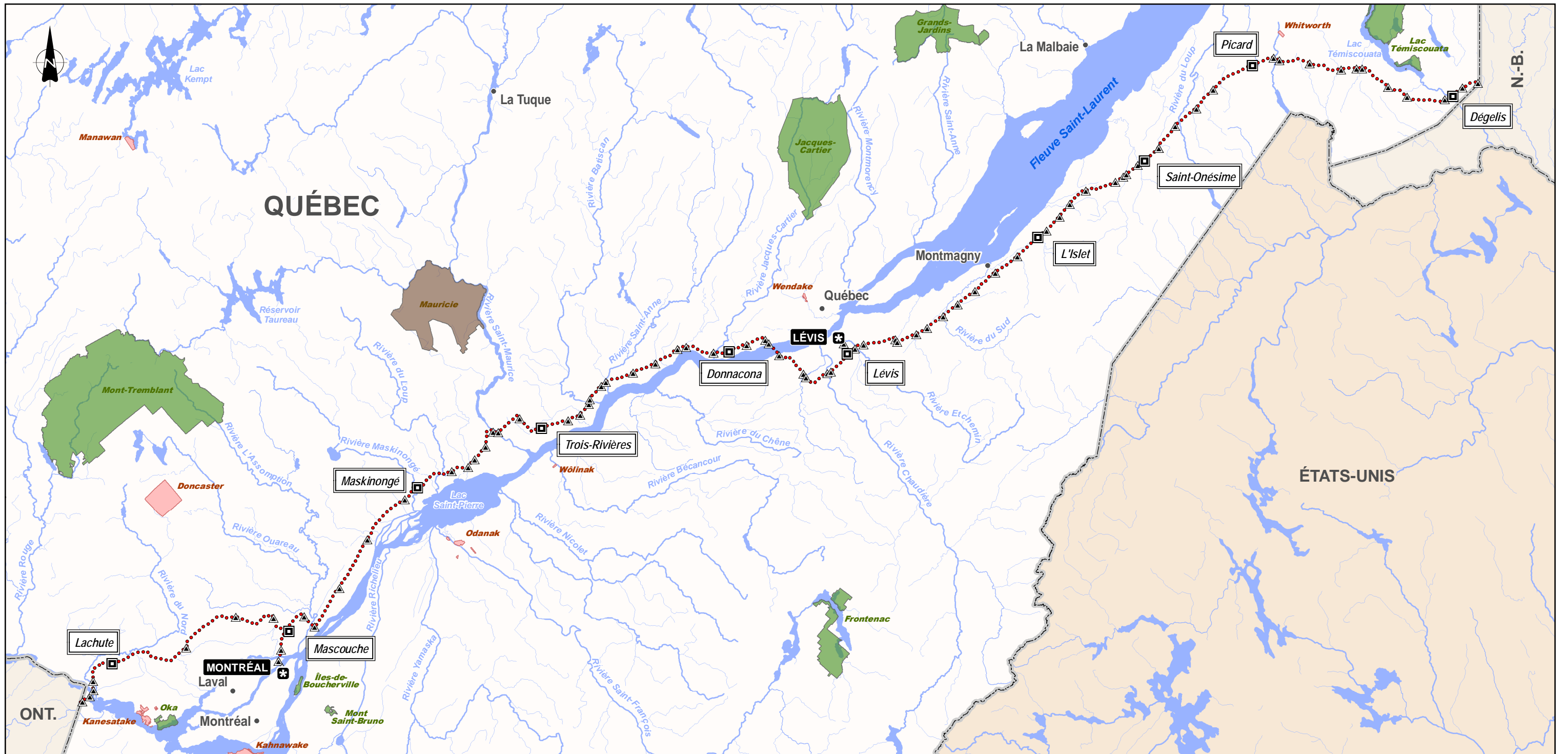
Composante	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Total
Pipeline							
Nouvelle canalisation (km)	281	3	–	106	624	412	1 426
Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion (km)	–	3	58	0	24	5	90
Longueur totale du nouveau pipeline							1 516
Tronçons de pipeline convertis (km)	–	612	466	1 924	–	–	3 002
Infrastructures et installations connexes							
N ^{bre} de vannes	30	61	57	205	107	57	517
N ^{bre} de stations de pompage	5	12	9	30	10	5	71
N ^{bre} de terminaux de réservoirs	1	1	–	–	–	1	3
N ^{bre} de terminaux maritimes	–	–	–	–	–	1	1
N ^{bre} de stations de comptage aux points de livraison	1	–	1	–	2	1	5
N ^{bre} de vannes de régulation de la pression	–	1	–	–	–	–	1

3.3 Projet au Québec

Au Québec, le Projet comprend les principales composantes suivantes :

- un nouveau pipeline d'environ 648 km entre la frontière Ontario-Québec (Rigaud) et la frontière Québec-Nouveau-Brunswick (Dégelis), incluant 2 segments latéraux pour desservir les deux raffineries du Québec;
- 10 stations de pompage permettant de maintenir le débit dans le pipeline;
- 2 stations de comptage aux points de livraison permettant de mesurer le volume de pétrole acheminé aux raffineries du Québec;
- 107 vannes de sectionnement permettant d'isoler, en cas de besoin, le pétrole dans une section du pipeline;
- des chemins d'accès permanents aux stations de pompage et aux vannes de sectionnement;
- certaines infrastructures et installations temporaires requises pour la période de construction comme des aires d'entreposage, des aires de travail, des voies d'accès et un camp temporaire pour héberger les travailleurs.

La figure 3-1 illustre schématiquement les principales composantes du Projet au Québec.



COMPOSANTES DU PROJET

- Tracé
- ⊕ Station de comptage au point de livraison
- ☐ Station de pompage
- ▲ Vanne de sectionnement

REPÈRES GÉOGRAPHIQUES

- Établissement amérindien
- Parc national du Québec
- Parc national du Canada

SOURCES

- MRN (BDGA 1M, hydrographie) 2010.
- MRN (BDGA 1M, découpages administratifs) 2012.
- MRN (BDGA 1M, pôles d'occupation) 2010.
- RNCan (BNDT 50k et 250k, pôles d'occupation) 2010.
- MRN (TRQ 100k, territoires récréatifs) 2010.

OLÉODUC ÉNERGIE EST



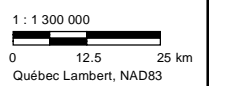
Figure 3-1

Principales composantes du Projet au Québec

Processus BAPE

Cartographie :
Chargé de projet :
Date : 2016-02-12

Laurent Savard
Claude Veilleux, ing. & agr.
Dossier : 3390-799



Note : Des vannes de sectionnement sont installées aux stations de pompage et de comptage aux points de livraison.

3.4 Composantes permanentes

Différentes composantes permanentes sont prévues dans le cadre du Projet. Les dimensions et la localisation définitives des composantes seront finalisées à l'étape de l'ingénierie détaillée du Projet. La description des composantes telles que définies dans les divers documents déposés auprès de l'ONÉ jusqu'en décembre 2015 est présentée ci-après.

3.4.1 Pipeline

Le Projet prévoit la mise en sol d'une conduite en acier d'un diamètre extérieur de 1 067 mm (42 po). L'épaisseur prévue de la paroi du pipeline est établie selon les exigences de la norme CSA-Z662-15 et variera entre 11,9 mm et 25,4 mm. La pression d'exploitation maximale (PEM) prévue est de 8 450 kPa.

La longueur totale du nouveau pipeline est estimée à environ 648 km, soit environ 624 km pour la conduite principale et 24 km pour les latérales menant aux points de livraison des raffineries de Montréal et de Lévis.

Le pipeline servira au transport de 45 types de pétrole brut différents tels que le bitume dilué, le pétrole brut synthétique et le pétrole brut léger provenant de l'Alberta et de la Saskatchewan.

La conduite sera enfouie à une profondeur minimale de 1,2 m en milieu cultivé et de 0,9 m en milieu boisé. La mise en place du pipeline sous les cours d'eau sera réalisée à au moins 1,5 m sous le lit des cours d'eau.

La largeur de l'emprise permanente projetée pour le pipeline au Québec varie entre 20 m et 25 m selon le secteur et le type de milieu. L'emprise permanente devra être déboisée pour permettre la réalisation des travaux de construction. Pendant la période d'exploitation, l'emprise permanente devra demeurer dégagée en milieu boisé, tandis qu'en milieu cultivé, les activités agricoles régulières pourront se poursuivre.

3.4.2 Stations de pompage

Le Projet prévoit des stations de pompage permettant de maintenir le débit dans le pipeline. Un total de 10 stations de pompage est prévu au Québec. Chacune des stations nécessitera une superficie de 9,9 ha. Énergie Est entend acquérir les terrains qui accueilleront éventuellement les stations de pompage dans le cadre de la réalisation du Projet.

Au Québec, l'alimentation électrique nécessaire aux stations de pompage proviendra de nouveaux branchements à partir du réseau de distribution existant d'Hydro-Québec. Une alimentation d'électricité auxiliaire assurera également le maintien du fonctionnement des systèmes de contrôle, de communication et de protection électrique essentiels en cas d'interruption de service.

Les stations de pompage comprendront de petits bâtiments de service, de 4 à 6 pompes, les conduites, les vannes, les instruments de mesure et de régulation de pression et les postes d'insertion et de retrait de racleurs. L'intégrité des éléments pressurisés sera vérifiée pendant la fabrication et la construction et

sera maintenue pendant l'exploitation. Un système de détection des fuites de l'oléoduc sera intégré à celui des stations de pompage.

L'approvisionnement en eau potable sera évalué pour chaque site, de même que la gestion des eaux usées. L'aménagement du site comprendra un bassin de gestion des eaux pluviales et de fonte des neiges dont la localisation tiendra compte de l'implantation de l'ensemble des équipements.

Un réseau de tuyaux de drainage sera construit dans le secteur des équipements transportant le pétrole et dirigé vers un réservoir à double paroi, afin de confiner les écoulements dans ce dernier, le cas échéant.

Les stations de pompage seront conçues pour respecter les normes de bruit en vigueur, notamment la note d'instruction 98-01 (cf).

3.4.3 Stations de comptage aux points de livraison

Le Projet prévoit la construction d'une station de comptage à chaque point de livraison afin de mesurer la quantité de pétrole acheminé aux 2 raffineries du Québec. Les installations seront aménagées sur des terrains industriels, à l'intérieur des limites des propriétés des raffineries.

3.4.4 Vannes de sectionnement

Le Projet comprend également l'installation de 107 vannes de sectionnement au Québec permettant d'isoler, en cas de besoin, le pétrole dans une section du pipeline. La localisation des vannes tient compte de différents facteurs, notamment le relief, les franchissements de cours d'eau, la présence de prises d'eau potable collectives et de composantes environnementales sensibles. La superficie nécessaire à l'implantation de chacune des vannes est approximativement de 400 m². Les vannes de sectionnement seront implantées à l'intérieur des limites de l'emprise permanente du pipeline, dont plusieurs en bordure de routes existantes. Au Québec, l'alimentation électrique nécessaire aux vannes de sectionnement proviendra de nouveaux branchements à partir du réseau de distribution existant d'Hydro-Québec.

3.4.5 Chemins d'accès permanents

Le Projet prévoit l'aménagement de chemins d'accès permanents aux stations de pompage et aux vannes de sectionnement. De façon conservatrice, une zone d'implantation de 20 m de largeur est prévue pour les chemins d'accès permanents aux stations de pompage et de 10 m aux vannes de sectionnement. Aucun nouveau chemin d'accès n'est prévu aux deux stations de comptage aux points de livraison. Pour les vannes de sectionnement, plusieurs des chemins d'accès permanents seront aménagés à l'intérieur même des limites de l'emprise permanente du pipeline. La localisation, la longueur et la superficie définitives des chemins d'accès seront finalisées à l'étape de l'ingénierie détaillée du Projet.

3.5 Composantes temporaires

Différentes composantes temporaires, c'est-à-dire utilisées en période de construction seulement, sont prévues dans le cadre du Projet. La portée, les dimensions et la localisation définitives des composantes seront finalisées à l'étape de l'ingénierie détaillée du Projet. La description des composantes telles que définies dans les divers documents déposés auprès de l'ONÉ jusqu'en décembre 2015 est présentée ci-après.

3.5.1 Aire de travail

La zone d'implantation du pipeline en période de construction pourrait atteindre en moyenne, de façon conservatrice, une largeur de 60 m considérant la nature des travaux prévus et l'espace nécessaire pour la circulation sécuritaire des équipements et de la machinerie. Cette zone d'implantation comprend généralement l'emprise permanente, l'aire de travail temporaire et les aires de travail supplémentaires (voir section 3.5.2).

Tel que discuté à la section 3.4.1, la largeur de l'emprise permanente projetée pour le pipeline au Québec variera entre 20 m et 25 m, selon le secteur et le type de milieu. Pour faciliter les travaux de construction, une aire de travail temporaire, adjacente à l'emprise permanente, est prévue sur l'ensemble du tracé. En milieux boisés, l'aire de travail temporaire aura une largeur d'une quinzaine de mètres. En milieux agricoles, une aire de travail temporaire d'une vingtaine de mètres de largeur, également adjacente à l'emprise permanente (d'un côté ou de l'autre ou de part et d'autre), sera requise pour notamment entreposer le sol arable.

3.5.2 Aires de travail supplémentaires

Dans certains cas limités le long du tracé du pipeline, et ce lors des travaux de construction seulement, des aires de travail supplémentaires seront requises afin de faciliter notamment le franchissement d'obstacles tels que les cours d'eau, les routes, les voies ferrées, etc. Ces aires de travail supplémentaires permettront, entre autres, d'entreposer les volumes importants de déblais et les matériaux de construction.

Les dimensions de ces aires de travail varieront en fonction des types de traversée et de la nature des obstacles. Celles-ci seront précisées lors de la phase d'ingénierie détaillée du Projet. De façon générale, elles seront localisées de part et d'autre des obstacles à franchir, et dans certains cas, elles pourraient s'étendre au-delà des limites de la zone d'implantation du pipeline, notamment lors du franchissement de cours d'eau majeurs.

Les aires de travail supplémentaires seront remises en état après les travaux de construction.

3.5.3 Chemins d'accès temporaires

Afin de faciliter la construction du nouveau pipeline, certains chemins d'accès temporaires sont envisagés pour les secteurs où l'accès ne peut être effectué via le réseau routier existant. La circulation de la

machinerie et des équipements pendant la construction sera principalement assurée par une voie de circulation qui sera aménagée à même la zone d'implantation du pipeline. Cependant, de nouveaux chemins d'accès temporaires seront aménagés afin de permettre l'accès à la zone d'implantation du pipeline. La portée (nombre), les dimensions et la localisation définitives des chemins d'accès temporaires seront précisées à l'étape de l'ingénierie détaillée du Projet. Les chemins d'accès temporaires seront remis en état après les travaux de construction.

3.5.4 Aires d'entreposage des tuyaux, entrepôts et aires de dépôt

Des aires d'entreposage, des aires de dépôt et des entrepôts seront requis pour le Projet. Les dimensions et la localisation définitives de ceux-ci seront précisées à l'étape de l'ingénierie détaillée du Projet.

3.5.5 Camp temporaire pour héberger les travailleurs

Dans la mesure du possible, Énergie Est favorisera l'utilisation des infrastructures d'hébergement locales. La majeure partie du tracé du pipeline se trouve à une distance favorable pour les déplacements quotidiens vers les centres urbains ou les centres de services offrant des possibilités d'hébergement. De nombreux types d'hébergement sont offerts à l'échelle régionale. Toutefois, dans l'éventualité où la main-d'œuvre prévue dépasserait la capacité d'hébergement disponible, l'aménagement d'un camp temporaire pour héberger les travailleurs pourrait être requis. Celui-ci abriterait le personnel de construction et de gestion qui pourra être logé à proximité des chantiers sans occasionner une demande accrue et excessive sur la capacité d'hébergement locale.

Au Québec, un camp temporaire pourrait être requis dans la région du Bas-Saint-Laurent. Un terrain d'une superficie d'environ 20 ha serait nécessaire pour accueillir ce camp en cas de besoin.

3.6 Ouvrages particuliers visant à assurer la sécurité du pipeline

3.6.1 Protection contre la corrosion

Toute conduite d'acier enfouie (gazoduc, oléoduc, etc.) est susceptible de capter l'électricité naturellement induite dans le sol. Ce courant peut être une source de corrosion s'il n'est pas canalisé adéquatement. Énergie Est utilisera un revêtement protecteur à base d'époxy qui sera appliqué sur la surface externe du tuyau pour le protéger contre la corrosion. En plus du revêtement, un système de protection cathodique sera installé lors de la construction afin de protéger le pipeline. Enfin, une protection supplémentaire contre la corrosion AC pourrait être envisagée lorsque l'oléoduc longera les emprises d'Hydro-Québec.

3.6.2 Rubans avertisseurs

Afin d'assurer la protection de la conduite en cas de travaux de manutention des sols (excavation principalement), des rubans avertisseurs souterrains seront installés dans le but de signaler la présence

du pipeline sur l'ensemble du tracé. En cas de travaux d'excavation non autorisés à l'intérieur des limites de l'emprise permanente et au-dessus du pipeline, les rubans serviront d'indicateurs afin de signaler la présence imminente de la conduite.

3.6.3 Dalles de protection

Afin d'assurer la protection de la conduite aux endroits les plus susceptibles de faire l'objet de travaux d'excavation (cours d'eau, fossés), des dalles de protection en béton seront installées au-dessus du pipeline, lors de la construction.

3.6.4 Panneaux indicateurs

Une fois la construction terminée, l'emprise permanente du pipeline sera signalée à l'aide de panneaux indicateurs qui seront répartis, de façon récurrente, tout au long du tracé.

3.7 Activités en période de construction

Le tableau 3-2 expose un aperçu des principales activités prévues lors de la construction du pipeline. La construction sera effectuée conformément aux spécifications, aux normes et aux pratiques d'exploitation de TransCanada et aux PPE du Projet (section 8 de cet Aperçu).

Tableau 3-2 Activités en période de construction du pipeline

Préparation de la zone d'implantation du Projet	
Arpentage	<ul style="list-style-type: none"> Localisation et identification des limites de la zone d'implantation du Projet (emprise permanente, aires de travail temporaires et aires de travail supplémentaires). Localisation et identification des limites des aires prévues pour les installations connexes telles que les postes de pompage, les vannes de sectionnement, etc.
Ouverture du chantier	<ul style="list-style-type: none"> Mise en place des ponceaux et des ponts temporaires dans les fossés et les cours d'eau afin de permettre la circulation de la machinerie et des équipements d'une propriété à l'autre.
Déboisement	<ul style="list-style-type: none"> En milieu boisé, abattage et débitage des arbres.
Décapage de la couche de sol arable	<ul style="list-style-type: none"> En milieu cultivé, décapage de la couche de sol arable et entreposage temporaire en amas en bordure de la zone d'implantation de Projet. Mise en place de mesures visant à prévenir l'érosion des amas de sol arable et à contrôler la prolifération des mauvaises herbes.
Nivellement	<ul style="list-style-type: none"> Nivellement de la surface de la zone d'implantation du Projet afin de répondre aux exigences de construction. Aménagement d'une voie de circulation permettant la circulation de la machinerie nécessaire à la construction du pipeline.
Arpentage de la tranchée	<ul style="list-style-type: none"> Localisation et identification de la position de la future tranchée.
Préparation et inspection de la conduite	
Bardage	<ul style="list-style-type: none"> Transport des tuyaux d'acier, depuis les aires d'entreposage, vers la zone d'implantation du Projet et alignement des tuyaux le long de la zone d'implantation du Projet, en bordure de la future tranchée.
Cintrage	<ul style="list-style-type: none"> Pliage des tuyaux, si nécessaire, afin d'épouser le relief du terrain ou respecter les exigences techniques.
Soudage	<ul style="list-style-type: none"> Assemblage des tuyaux d'acier à l'aide de soudures.

Tableau 3-2 Activités en période de construction du pipeline

Inspection non destructive	<ul style="list-style-type: none"> • Inspection non destructive de chacune des soudures à 100 % à des fins de contrôle de la qualité et afin de déceler les anomalies, le cas échéant. • Réparation de la soudure dans le cas où une anomalie est décelée, suivie d'une autre inspection non destructive.
Recouvrement des soudures	<ul style="list-style-type: none"> • Application d'un enduit d'époxy sur chacune des soudures réalisées sur la zone d'implantation du Projet à des fins de protection contre la corrosion.
Inspection et réparation du revêtement	<ul style="list-style-type: none"> • Vérification du revêtement immédiatement avant la mise en fouille du pipeline à l'aide d'équipement spécialisé. • Réparation du revêtement dans le cas où des irrégularités seraient observées.
Installation de la conduite	
Excavation de la tranchée	<ul style="list-style-type: none"> • Excavation d'une tranchée le long de la zone d'implantation du Projet. • Au besoin, procéder à du dynamitage pour l'excavation.
Protection de la conduite	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place de coussins de protection si nécessaire, avant la mise en fouille de la conduite, plus particulièrement dans les zones pierreuses.
Mise en fouille de la conduite dans la tranchée	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en fouille de la conduite dans la tranchée à l'aide de tracteurs sur chenilles à flèches latérales. • Après la mise en fouille de la conduite, si nécessaire, installation de cavalier de lestage ou autres mesures visant à maintenir la conduite au fond de la tranchée.
Arpentage (tel que construit)	<ul style="list-style-type: none"> • Arpentage de la position finale de la conduite et des soudures une fois la mise en fouille complétée.
Remblayage et nivellement	<ul style="list-style-type: none"> • Après la mise en fouille de la conduite, si nécessaire, mise en place d'un coussin de sable, pour protéger la conduite. • Remblayage de la tranchée en utilisant le sol inerte provenant de l'excavation. • Nivellement sommaire du terrain.
Essai hydrostatique et inspection interne	
Essai hydrostatique, raccordement dans la tranchée	<ul style="list-style-type: none"> • Remplissage de la conduite avec de l'eau et mise sous pression, à une pression égale à 125 % de la pression maximale d'exploitation. • Réalisation des raccordements dans la tranchée une fois les essais hydrostatiques complétés et la conduite vidangée.
Inspection interne de la conduite	<ul style="list-style-type: none"> • Après la réalisation des essais hydrostatiques, effectuer une inspection interne de la conduite à l'aide d'équipement spécialisé pour déceler, le cas échéant, toute anomalie suite à l'installation de la conduite.
Remise en état et nettoyage de l'emprise	
Remise en place de la couche de sol arable, nettoyage final, remise en état	<ul style="list-style-type: none"> • Remise en place de la couche de sol arable sur la zone d'implantation du Projet. • Remise en état de la zone d'implantation selon les conditions prévalant avant la construction. • La remise en état de la zone d'implantation inclut notamment : l'ensemencement, la fertilisation, le contrôle de l'érosion, le rétablissement du profil de terrain et du drainage original, le contrôle de l'eau, la réparation des systèmes de drainage souterrain.

3.8 Méthodes de franchissement des obstacles

La section qui suit présente sommairement les différentes méthodes de franchissement des obstacles (plus particulièrement les cours d'eau) qui pourraient être employées lors de la construction du pipeline. Certaines de ces méthodes pourraient être utilisées pour le franchissement de routes, de voies ferrées, etc.

3.8.1 Méthodes sans tranchée

3.8.1.1 Forage directionnel horizontal

La traversée par forage directionnel horizontal (FDH) est une technique avantageuse lors du franchissement des cours d'eau majeurs puisqu'elle permet de réduire significativement, voire éviter, les effets sur le milieu aquatique. Le succès d'un FDH est toutefois relié aux conditions géotechniques *in situ*, ce qui n'est pas toujours assuré. La présence de sols hétérogènes tels que blocs, graviers, sols à faible consistance sont autant de facteurs qui peuvent rendre difficile, voire impossible, la confection d'une cavité adéquate pour y introduire la conduite. Des études géotechniques doivent être réalisées afin de confirmer la réalisation souhaitée du FDH.

Cette méthode consiste à effectuer un premier passage sous la rivière à l'aide d'une tête dirigée. Le profil du forage initial est par la suite alésé afin d'atteindre un diamètre suffisamment grand pour permettre l'insertion de la conduite. Afin d'assurer le passage du tuyau sous la rivière, la conduite est tirée à l'aide de machinerie implantée dans l'aire de travail aménagée de l'autre côté du cours d'eau.

3.8.1.2 Tunnel

Au Québec, l'utilisation d'un tunnel est prévue seulement dans le cadre du franchissement du fleuve Saint-Laurent. Une évaluation de la faisabilité d'un tunnel sur cette section du tracé a été réalisée (Annexe Volume 1 B-1 : Étude de faisabilité du tunnel sous le fleuve Saint-Laurent/Rapport de conception d'avant-projet). Selon l'information actuelle sur les conditions géologiques anticipées, la qualité du roc anticipée est favorable pour une excavation au tunnelier.

3.8.1.3 Forage horizontal

La traversée par forage horizontal est une technique privilégiée lors du franchissement de voies ferrées ou de routes pavées puisqu'elle permet le maintien de la circulation tout au long des travaux. Cette technique peut également, à l'occasion, être privilégiée pour le franchissement de cours d'eau. Comme pour le FDH, il faut d'abord s'assurer que le sol en place puisse permettre l'utilisation d'une telle technique.

Cette méthode consiste d'abord à réaliser une tranchée de dimensions suffisantes de chaque côté de l'obstacle à franchir. D'un côté, la foreuse activée mécaniquement est installée sur des rails pour insérer un tuyau guide sous l'obstacle à traverser. Lorsque celui-ci atteint la tranchée du côté opposé à la foreuse, la conduite est soudée au tuyau guide. Par la suite, la foreuse applique une traction sur le tuyau guide jusqu'à ce que la conduite soit insérée sous l'obstacle à franchir. Enfin, le tuyau guide est récupéré pour être utilisé de nouveau à un autre point de traversée.

3.8.2 Méthodes avec tranchée

Les méthodes de franchissement par tranchée incluent le franchissement par tranchée isolée et par tranchée non isolée.

3.8.2.1 Méthode en tranchée isolée

La méthode en tranchée isolée consiste à assécher la zone de travail afin de permettre la réalisation des activités de construction (excavation, mise en fouille, remblayage). Le débit, la largeur du chenal et la profondeur déterminent la faisabilité du franchissement par tranchée isolée, généralement utilisée pour des petits cours d'eau ou des cours d'eau de faible débit. De façon générale, l'assèchement de la zone d'excavation peut être réalisé soit en canalisant l'eau dans une buse assurant le débit du cours d'eau ou en pompant l'eau après l'érection de barrages en amont et en aval de la zone de travail, le cas échéant. La réalisation des travaux à sec a l'avantage de limiter la mise en suspension de sédiments. Lorsque le débit du cours d'eau est très élevé, l'utilisation d'une méthode en tranchée isolée ne peut être réalisée. Dans ce cas, l'utilisation d'une méthode en tranchée non isolée est requise.

3.8.2.2 Méthode en tranchée non isolée

La méthode en tranchée non isolée est privilégiée lorsqu'il n'y a pas d'écoulement d'eau (traversée à sec) au moment des travaux ou lorsque le débit ou les conditions du cours d'eau au moment de la construction ne permettent pas l'isolement de l'écoulement.

Pour les franchissements en tranchée non isolée, l'installation de la conduite s'effectue pendant que l'eau circule librement. Cette méthode n'est pas limitée par le volume d'écoulement d'eau ou par la largeur du cours d'eau, et peut généralement être exécutée plus rapidement que les autres méthodes.

3.9 Activités en période d'exploitation

Énergie Est exploitera l'oléoduc et les installations connexes conformément à l'ensemble des exigences réglementaires, des conditions de permis et autres autorisations applicables, y compris :

- le *Règlement sur les pipelines terrestres de l'Office national de l'énergie*;
- la norme CSA Z662-15 Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz;
- la norme CSA Z246.1-13 Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel.

Pendant l'exploitation, le pipeline fera l'objet de travaux réguliers de surveillance, d'inspection et d'entretien pour assurer son bon fonctionnement.

3.9.1 Contrôle de la végétation dans l'emprise permanente du pipeline

Pendant la période d'exploitation, l'emprise permanente projetée pour le pipeline devra demeurer libre de couvert boisé afin de pouvoir en assurer l'entretien et une surveillance continue.

L'entretien de l'emprise sera assuré par le personnel d'Énergie Est ou des entrepreneurs qualifiés.

3.9.2 Programme d'entretien

Énergie Est élaborera un programme d'entretien annuel conforme ou supérieur aux exigences réglementaires en vigueur afin d'assurer l'intégrité du pipeline pendant son exploitation. Le programme d'entretien du pipeline (PEP) d'Énergie Est sera conçu pour assurer une exploitation fiable et sécuritaire du pipeline.

3.9.3 Surveillance périodique

Énergie Est procédera à une surveillance visuelle périodique complète (terrestre et aérienne) de l'emprise permanente du pipeline afin d'identifier toute forme d'intrusion ou tout accès non autorisé.

De plus, le pipeline et les installations connexes feront l'objet d'une surveillance permanente, 24 heures sur 24 et 365 jours par année, par le centre de contrôle de l'exploitation (CCE) de TransCanada, au moyen d'un système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA ou Supervisory Control and Data Acquisition) perfectionné.

Le système SCADA surveille et analyse les renseignements que lui envoient les stations de pompage et les vannes de sectionnement télécommandées, et réagit en conséquence. Le système avertit les contrôleurs du CCE de tout changement. En collaboration avec le CCE, le personnel compétent sur le terrain se chargera au besoin des opérations locales, des activités d'inspection, de l'entretien et des mesures d'urgence. Ce système permet également la détection des fuites en temps réel. Le CCE coordonne alors l'intervention avec les ressources provenant du centre de maintenance le plus près.

3.9.4 Inspection

Également, le pipeline sera inspecté au moyen d'outils intelligents d'inspection interne, qui mesureront et enregistreront la fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC), les pertes de métal interne et externe et l'enfoncement de la conduite. En appliquant ces moyens, Énergie Est sera en mesure de prévenir, de gérer et d'atténuer les risques de fissuration et de corrosion, ainsi que les éventuels dommages causés par les travaux d'excavation effectués par un tiers.

3.9.5 Programme de sensibilisation du public

Énergie Est atténuera les risques d'excavation par des tiers en mettant en œuvre des programmes de sensibilisation du public et de prévention des dommages axés sur la formation et la sensibilisation. Ces programmes viseront à informer les membres clés d'une communauté relativement à la localisation des installations et des activités opérationnelles afin de protéger la population, de prévenir ou de limiter les effets sur l'environnement et de protéger les installations contre les dommages causés par le public. Le programme prévoit aussi une communication permanente avec la population. Énergie Est participera par ailleurs à des programmes de centres d'appels nationaux et locaux, comme Info-Excavation.

3.10 Cessation d'exploitation et désaffectation

Le temps venu, la cessation d'exploitation et la désaffectation seront réalisées conformément aux exigences réglementaires en vigueur au moment où ces activités seront exécutées.

4 SÉLECTION DU TRACÉ

4.1 Préambule

Cette section présente les scénarios de transport considérés ainsi qu'un portrait sommaire des principaux aspects pris en compte lors de la sélection du tracé, notamment l'approche préconisée, les critères de sélection du tracé, les différentes variantes considérées et les efforts d'optimisation réalisés dans le cours du développement du tracé.

Les principaux documents consultés pour préparer cette section, et à consulter pour de plus amples renseignements, sont :

- EES, Volume 1 (Aperçu), section 4 – Méthodes alternatives pour la réalisation du Projet, septembre 2014;
- Rapport supplémentaire n° 1, Volume 9 (Mise à jour 1 de l'EES du milieu terrestre), section 2, décembre 2014;
- Rapport supplémentaire n° 3 (Mise à jour relative au Projet), juin 2015;
- Rapport supplémentaire n° 5, Volume 13, partie B (Addenda à l'EES, Québec et Nouveau-Brunswick), section 2, décembre 2015.

4.2 Scénarios considérés

Trois scénarios pour le transport du pétrole brut ont été considérés dans le cadre du développement du Projet. Il s'agit de :

- la réutilisation de conduites existantes;
- la construction d'un nouvel oléoduc sur l'ensemble du parcours (de l'ouest vers l'est du Canada);
- l'utilisation d'une combinaison de conduites existantes et de la construction de nouveaux tronçons de pipeline.

Le recours à des conduites existantes du point de départ au point d'arrivée n'a pas été retenu comme un scénario technique faisable. La réutilisation de la canalisation principale d'Enbridge Inc. représentait la seule canalisation qui aurait pu être convertie, mais les points d'expédition et de réception de ce réseau ne répondent pas aux besoins d'Énergie Est.

La construction d'un nouvel oléoduc pour transporter le pétrole brut de l'ouest vers l'est du Canada et les marchés internationaux a également été rejetée. D'une part, les coûts de construction seraient considérablement plus élevés que ceux acceptables pour les expéditeurs et, d'autre part, il en résulterait une empreinte écologique substantiellement supérieure à celle prévue du Projet (4 600 km vs 1 520 km, dont quelque 648 km au Québec).

Ainsi, le projet d'Énergie Est dans sa forme actuelle prévoit la conversion de 3 000 km de gazoduc existant, ce qui réduira de façon substantielle l'empreinte du Projet sur l'environnement, ainsi que la construction d'un nouveau pipeline sur environ 1 520 km.

4.3 Approche

L'élaboration du tracé dans le cadre du Projet tient compte des connaissances et de l'expérience de l'équipe multidisciplinaire d'Énergie Est et de ses consultants spécialisés, dont celles acquises depuis plusieurs années, dans le cadre de projets pipeliniers au Québec.

Il s'agit d'un exercice multidisciplinaire rigoureux et évolutif. Divers professionnels en environnement ainsi que des spécialistes techniques en ingénierie, en construction et en relation avec les collectivités y ont travaillé conjointement.

L'élaboration du tracé tient compte également des multiples consultations avec les propriétaires fonciers et les parties concernées (notamment les municipalités et les MRC) qui ont entraîné de nombreux changements de tracé.

Dans sa démarche, l'équipe multidisciplinaire a privilégié une approche globale tenant compte notamment des différents aspects et enjeux liés au transport par pipeline tels que la sécurité publique, la protection de l'environnement, la constructibilité et les coûts.

Dans certains cas, les données de base colligées lors du développement du Projet ont pu contribuer à orienter la sélection du tracé dans une bande étroite, notamment en raison de la densification du milieu bâti, de l'occupation du territoire, de la topographie, ou de la présence d'infrastructures existantes limitant le passage, etc.

De nombreuses données environnementales ont été consultées, dont les orthophotographies récentes, les relevés topographiques LIDAR et les données existantes des divers ministères et organismes provinciaux et fédéraux.

Par ailleurs, plusieurs vols de reconnaissance en hélicoptère ont également été effectués afin de valider les variantes de tracé et de circonscrire les contraintes possibles à l'implantation du tracé.

4.3.1 Prise en compte des modifications apportées au Projet

Diverses modifications ont été apportées à la portée du Projet au cours de son élaboration. Ces modifications ont inévitablement eu des conséquences sur le processus d'élaboration du tracé.

Au tout début, en 2013, l'élaboration du tracé au Québec s'est effectuée sur la base que le nouvel oléoduc envisagé devait desservir deux points de livraison aux raffineries existantes, de même qu'un terminal maritime à Lévis.

Subséquentement, le terminal maritime de Lévis a été déplacé à Cacouna et un nouveau point de livraison s'est ajouté au Projet au Nouveau-Brunswick, soit un futur terminal maritime à Saint John.

En avril 2015, Énergie Est a abandonné l'option de construire un terminal maritime à Cacouna. Cette décision découle notamment de la recommandation de reconnaître les bélugas comme une espèce en

voie de disparition et des discussions tenues avec les collectivités et les parties prenantes. Finalement, les consultations et discussions avec divers intervenants ont amené Énergie Est, en novembre 2015, à abandonner le volet de terminal maritime au Québec.

Considérant l'évolution de la portée du Projet, plusieurs variantes de tracé ont été considérées, puis adaptées au fur et à mesure du développement du Projet.

4.3.2 Points de passage

Bien que la portée du Projet ait évolué au cours de son développement, divers points de passage étaient inévitables pour l'élaboration du tracé en accord avec son objectif qui vise à transporter par oléoduc, environ 1,1 million de barils de pétrole par jour vers les raffineries de l'Est du Canada et un terminal maritime au Nouveau-Brunswick.

Dans ce contexte, les points de passage inévitables au Québec sont :

- le point d'entrée du Projet au Québec, soit à la frontière Ontario–Québec, près des limites des municipalités de Rigaud et de Pointe-Fortune;
- les points de livraison projetés aux raffineries du Québec; et
- le point de sortie du tracé du pipeline au Québec, soit à la frontière Québec–Nouveau-Brunswick à l'est de la rivière Madawaska à Dégelis.

4.4 Critères de sélection

Les divers critères utilisés lors de la sélection du tracé tiennent compte des meilleures pratiques en matière de sélection de tracé pour des infrastructures linéaires et sont appliqués, lorsque possible, tout en considérant les besoins de construction et d'exploitation de l'ensemble du réseau. Il est à noter que ceux-ci ne sont pas présentés dans un ordre de priorité, considérant que ces derniers doivent être analysés selon les particularités propres à chaque secteur.

- Privilégier la réutilisation des canalisations existantes, si techniquement acceptable, afin de réduire l'empreinte sur l'environnement.
- Rechercher un parcours qui soit le plus court possible de façon à réduire les superficies requises pour l'implantation des diverses composantes du projet et réduire les coûts de construction et d'exploitation du réseau.
- Favoriser un tracé adjacent à des infrastructures existantes pour aménager l'aire de travail temporaire à l'intérieur des limites de ces emprises, lorsque possible (cas des emprises de pipelines et de lignes électriques et sujet à des ententes à conclure avec les diverses entreprises), et regrouper les infrastructures.
- Éviter les secteurs urbains densément bâtis.
- Éviter les milieux bâtis les plus importants dans les secteurs ruraux.
- Éviter les terres à statut particulier comme les parcs, les aires protégées et les sites historiques.

- Prendre en considération les éléments environnementaux sensibles comme les milieux humides, les érablières et zones riveraines.
- Éviter les zones dont l'importance culturelle pour les Premières Nations a été reconnue.
- Considérer les zones connues pour leur activité sismique.
- Considérer les sites où la présence d'espèces floristiques et fauniques est reconnue selon la *Loi sur les espèces en péril* et la *Loi sur les espèces menacées ou vulnérables*.
- Éviter les zones de terrain instable.
- Réduire le nombre et la complexité des franchissements de cours d'eau.
- Réduire le nombre de franchissements d'infrastructures existantes (route, autoroute, voie ferrée et autres).

4.5 Variantes considérées

La carte 1, présentée à l'annexe A illustre, à l'aide de 5 feuillets, les différentes variantes de tracé considérées de l'ouest vers l'est.

Îles de Montréal et de Laval (feuille 1 de 5 de la carte 1)

Malgré le fait que le point d'entrée du Projet au Québec via l'Ontario soit situé à la limite ouest de la municipalité de Rigaud près de Pointe-Fortune, et suggère un tracé sur la rive nord, une évaluation plus globale a été effectuée dans le but d'analyser les différentes variantes de tracé dans la région métropolitaine de Montréal.

Étant donné la forte densité de population et l'occupation du territoire qui caractérisent les îles de Montréal et de Laval, il serait difficilement envisageable de construire un nouveau réseau pipelinier le long d'un axe ouest/est sur ces territoires afin de rejoindre la raffinerie à l'est de l'île de Montréal.

Les contraintes sont similaires de part et d'autre des rives des rivières des Mille Îles, des Prairies et du fleuve Saint-Laurent, ce qui laisse peu d'options pour accéder à l'île de Montréal par la rive nord ou la rive sud. Pour les deux rives, les premiers secteurs à plus faible densité d'occupation du territoire sont localisés au nord de Boucherville et à l'est de Terrebonne (secteur Lachenaie). La présence du parc national des Îles-de-Boucherville, du Parc-nature de la Pointe-aux-Prairies et la densité d'occupation du territoire sur l'île de Montréal ne permettraient pas d'établir une emprise permanente, en provenance de la rive sud, jusqu'au point de livraison prévu. Par conséquent, l'option d'un tracé sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent et rejoignant l'est de l'île de Montréal, puis qui continuerait jusqu'à Lévis n'a pas été retenue.

Frontière Ontario-Québec-Mascouche (Feuille 1 de 5 de la carte 1)

Un facteur important qui a orienté la localisation du tracé pour rejoindre Mascouche est l'occupation du territoire, y compris les zones densément habitées. C'est notamment le cas le long de la route 117 et de l'autoroute 15 entre la rivière des Mille Îles à Rosemère/Boisbriand et Mirabel près de l'autoroute 50 et le long de l'autoroute 25 et des routes 337 et 125 dans les villes de Terrebonne et Mascouche. Également,

le parc national d'Oka et les terres réservées de Kanesatake sont considérés comme des éléments sensibles et ont été évités.

La possibilité de suivre le pipeline existant de Gazoduc Trans Québec Maritimes Inc. (TQM) ou la canalisation 9 d'Enbridge Inc. a été envisagée. Cependant, les développements survenus depuis l'implantation de ces pipelines font en sorte qu'il n'y a pas suffisamment d'espace pour la construction d'une nouvelle emprise de pipeline. En conséquence, une troisième variante a été élaborée, laquelle suit notamment des lignes de transport d'électricité et l'autoroute 50. Plusieurs changements ont été apportés à cette variante en fonction des préoccupations soulevées par les parties prenantes, mais aussi de façon à tenir compte des données techniques colligées (c'est notamment le cas pour la traversée de la rivière des Outaouais). Les changements ont notamment mené à un tracé à l'intérieur des limites de l'Aéroport international Montréal-Mirabel. Plusieurs variantes ont été considérées à Sainte-Anne-des-Plaines (voir encadré A au feuillet 1 de 5 de la carte 1)

Mascouche–Lévis (feuilles 1, 2 et 3 de 5 de la carte 1)

Entre Mascouche et Lévis, le réseau existant de TQM a été retenu comme l'axe principal à longer, lorsque possible. La possibilité de suivre de façon adjacente ce dernier est avantageuse durant la phase de construction considérant la réduction potentielle de déboisement par l'utilisation temporaire d'une partie de l'emprise permanente de TQM. De plus, le fait de suivre en parallèle le pipeline de TQM permet d'optimiser les inspections opérationnelles et aériennes réalisées par TransCanada.

Malgré qu'il soit possible de prévoir un tracé parallèle à l'emprise existante le long de la majeure partie du réseau existant de TQM, certaines déviations sont requises pour tenir compte de développements qui ont eu lieu depuis la construction de ce réseau au début des années 1980. Les trois principales déviations sont localisées dans les régions de Repentigny, de Trois-Rivières et de Saint-Augustin-de-Desmaures.

Traversée du fleuve Saint-Laurent (feuillet 3 de 5 et encadré B de la carte 1)

Diverses variantes de tracé ont été considérées afin d'établir l'axe de traversée du fleuve Saint-Laurent. L'utilisation du tunnel existant de TQM a été envisagée, mais n'a pas été retenue, l'analyse de cette option révélant qu'elle empêcherait l'entretien du pipeline de gaz naturel existant dans ce dernier. Le feuillet 3 de 5 de la carte 1 situe le tracé de TQM de même que les trois autres variantes considérées.

La première variante (B.1) est située à la limite est de la propriété détenue par l'Université Laval. Cette option a été discutée avec des représentants de la municipalité et des inquiétudes ont été soulevées relativement à la proximité avec des résidences dans ce secteur. Ces discussions ont donc mené à envisager une autre option située plus à l'ouest (option B.2). Énergie Est a donc poursuivi son processus de consultation avec l'option B.2 en discutant notamment avec des représentants de l'Université Laval. À terme, le conseil d'administration de l'Université a informé Énergie Est qu'en raison des activités de recherche et d'enseignement ayant lieu dans les champs de la Faculté des sciences de l'agriculture et de l'alimentation, le tracé du pipeline sur les terrains de la ferme expérimentale nuirait aux objectifs de recherche de l'Université. Cette option a donc été abandonnée.

Du côté sud du fleuve, les options B.1 et B.2 convergent vers la même propriété où des activités commerciales du propriétaire de ces terrains limitaient les options de tracé. Par conséquent,

l'implantation d'un pipeline à cet endroit aurait une incidence considérable sur les activités du site et nécessiterait un calendrier de coordination complexe. Ainsi, l'option B.3 a été développée et constitue maintenant le tracé envisagé dans ce secteur.

Latéral Lévis (feuille 3 de 5 de la carte 1)

Dans cette section, le tracé est généralement adjacent au réseau du pipeline d'Énergie Valero Inc. Ce tracé a été discuté avec des représentants de la ville de Lévis et les propriétaires fonciers concernés. Des ajustements ont été apportés pour tenir compte des préoccupations soulevées ou de contraintes techniques.

Une variante de tracé débutant juste à l'ouest du parc industriel de Pintendre a été élaborée pour rejoindre le point de livraison à Lévis. Toutefois, étant donné la présence de bassins de traitement des eaux usées de la ville en bordure sud de l'autoroute 20, du golf de l'Auberivière en bordure nord de l'autoroute 20, des développements prévus juste à l'est du golf, du peu d'espace disponible de part et d'autre du chemin des Îles et de la volonté de la Ville de Lévis de privilégier un tracé parallèle à celui du réseau de pipeline d'Énergie Valero Inc., cette variante a été abandonnée pour suivre principalement le tracé de Pipeline Saint-Laurent. Dans le secteur du club de ski de fond, des discussions avec des représentants du club, de la ville et ceux d'Énergie Est ont eu lieu pour convenir d'un tracé limitant les inconvénients sur les activités du club et l'agrandissement possible des bassins des eaux usées.

Latéral Montréal (feuille 1 de 5 de la carte 1)

L'utilisation du sol et la densité d'occupation du territoire notamment sur l'île de Montréal représentent deux aspects importants à prendre en considération dans l'élaboration du tracé pour le latéral de Montréal, lequel débute à la station de pompage de Mascouche. Il faut également considérer le franchissement des rivières des Mille Îles et des Prairies en bordure desquelles l'espace disponible pour implanter le tracé est plutôt limité. D'autres particularités sont également à noter, soit :

- le site d'enfouissement en exploitation à Terrebonne;
- les sentiers de la Presqu'île à Mascouche/Repentigny;
- le développement potentiel d'un parc industriel à Terrebonne;
- la présence des lignes électriques existantes et de projets de développements connus d'Hydro-Québec;
- l'île du Mitan désignée comme réserve naturelle en vertu de la *Loi sur la conservation du patrimoine naturel* depuis décembre 2006; et
- les divers espaces disponibles pour le développement.

La localisation du latéral de Montréal a fait, et fait toujours, l'objet de discussions avec les divers intervenants notamment dans sa partie aval, c'est-à-dire à partir de l'île de Laval jusqu'à la station de comptage au point de livraison.

Lévis et la frontière Québec–Nouveau-Brunswick (feuilles 3, 4 et 5 de la carte 1)

Diverses variantes ont été considérées entre Lévis et la frontière Québec–Nouveau-Brunswick et celles-ci sont illustrées aux feuilles 3, 4 et 5 de la carte 1. Plusieurs de ces variantes ne sont plus applicables considérant la portée actuelle du Projet. C'est notamment le cas des variantes est et ouest du lac Témiscouata et celle de Kamouraska.

Quant à l'idée de se juxtaposer au sentier Monk (ancienne voie ferrée transformée en sentier Quad et de motoneiges) qui a été suggérée à quelques reprises lors des consultations, cette variante a été considérée, mais n'a pas été retenue. En effet, sa localisation à quelque 15 à 20 km au sud du tracé retenu, sa sinuosité qui augmenterait la distance à parcourir d'environ une quarantaine de kilomètres ainsi que les défis de construction dans une emprise semblable ont fait en sorte de ne pas retenir cette variante.

Suite à l'abandon du terminal maritime à Cacouna, Énergie Est a procédé à un réaligement du tracé sur une distance d'environ 27 km. Ce réaligement a été effectué sur les territoires des municipalités de Picard et de Saint-Honoré-de-Témiscouata où la totalité du réaligement est située en territoire public. Enfin, cet ajustement du Projet a eu pour effet de réduire la longueur de pipeline à construire au Québec de quelque 66 km pour un total de 648 km plutôt qu'environ 714 km.

4.6 Efforts d'optimisation du tracé

Plusieurs efforts d'optimisation du tracé ont été effectués par l'équipe de Projet entre le dépôt de l'évaluation environnementale et socioéconomique auprès de l'ONÉ en octobre 2014 (tracé janvier 2014) et celui du Rapport supplémentaire n° 5 de décembre 2015 (tracé août 2015).

Les changements apportés au tracé tiennent compte des considérations techniques et environnementales et des informations et commentaires recueillis lors des nombreuses consultations tenues par Énergie Est auprès des diverses parties prenantes. Les inventaires réalisés sur le terrain ont également mené à un certain nombre de changements de tracé.

Les changements apportés au tracé ont été classés en trois catégories de déviation distinctes, soit pour des intervalles de 50 à 100 m, de 100 à 250 m et plus de 250 m. Les changements ayant conduit à des déviations de moins de 50 m ont été considérés comme mineurs sachant qu'ils découlent généralement d'ajustements du centre ligne de l'oléoduc et des courbes de ce dernier, et de déplacements à proximité de limites administratives et physiques. La catégorie de déviation d'un changement a été évaluée en établissant la distance perpendiculaire du segment le plus long entre les deux tracés comparés.

Le tableau 4-1 expose les changements de tracé apportés selon la période indiquée ci-haut, tandis que la carte 2, présentée à l'annexe A illustre à l'aide de 5 feuilles la position approximative de ceux-ci.

Les changements sont énumérés d'ouest en est selon la section du pipeline. Les sections sont définies sur la base des stations de pompage.

Un total de 117 changements de tracé de 50 m et plus ont été réalisés. En excluant les changements QC-50 à QC-55, lesquels sont localisés dans le secteur conduisant au complexe maritime de Cacouna (ce complexe ayant été abandonné dans le cadre du développement du Projet), le nombre

de changements de tracé de 50 m et plus est de 111, soit une distance totale équivalente de près de 252 km. Le nombre de changements de tracé par catégorie de déviation est de 45 (déviations 50-100 m), 35 (déviations 100-250 m) et 31 (déviations > 250 m) totalisant des distances approximatives de 33, 55 et 163 km respectivement.

Il importe de préciser que certains efforts d'optimisation du tracé ont été réalisés entre le début des consultations au printemps 2013 et le mois de janvier 2014 (tracé présenté lors du dépôt à l'ONÉ en octobre 2014). Ces changements n'ont pas été comptabilisés dans les données présentées ci-dessus considérant qu'ils ont été intégrés au tracé préalablement au premier dépôt à l'ONÉ. Les trois principaux changements effectués à cette période du Projet sont localisés sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM). Ces changements totalisent quelque 71 kilomètres de modification au tracé et ont été illustrés à la carte 2.

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
Glengarry/ Lachute carte 2, feuillet 1 de 5	QC-1	> 250	2 468,2	Le tracé a été déplacé d'environ 400 m vers le nord.	La modification du tracé résulte principalement de discussions avec les propriétaires dont l'un désirait que le tracé soit déplacé sur un second lot lui appartenant.
	QC-2	> 250	5 754,6	Le tracé a été déplacé à environ 2,3 km au sud de la rivière Outaouais à un endroit où les rives sont plus proches l'une de l'autre.	Exigences en matière de constructibilité. Le tracé a été déplacé pour permettre une éventuelle traversée sans tranchée (autre qu'un FDH) ou par excavation au même endroit.
	QC-3	100 à 250	5 042,1	Le tracé a été déplacé vers le nord, plus près de l'autoroute 50.	À la suite de discussions avec la municipalité régionale de comté (MRC) d'Argenteuil et la municipalité de Lachute, cette modification du tracé permet d'éviter un prolongement éventuel d'un chemin de fer ainsi que de réduire les effets sur le développement d'un parc industriel.
	QC-58	50 à 100	1 116,7	Le franchissement de la rivière du Nord a été déplacé à l'ouest d'une ligne électrique.	Le FDH a été jugé infaisable dans le secteur. Le tracé a été ajusté afin d'évaluer d'autres méthodes de franchissement et d'éviter la proximité d'une maison.
	QC-78	50 à 100	326,8	Le tracé a été légèrement déplacé vers le sud.	Le tracé a été modifié pour éviter un pylône électrique.
	QC-79	100 à 250	744,4	Le tracé a été déplacé vers l'est jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 150 m.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernés.
Sous-total			15 452,8		

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
Lachute/ Mascouche carte 2, feuillet 1 de 5	QC-4	> 250	2 118,6	Le tracé a été déplacé au sud de l'autoroute 50, en favorisant une localisation en bordure d'une route publique existante.	Discussions avec les propriétaires. La modification du tracé permet d'éviter une toute petite érablière exploitée pour les besoins de la famille.
	QC-5	50 à 100	593,0	Le tracé a été déplacé de quelques mètres vers le sud, jusqu'à l'autoroute 15, et légèrement à l'est après le franchissement de l'autoroute.	Le tracé du pipeline a été modifié pour qu'il soit à l'extérieur de la servitude du pipeline Trans-Nord et en raison d'autres considérations techniques.
	QC-6	> 250	12 038,1	Le tracé a été déplacé d'environ 1 km vers le nord dans un secteur principalement occupé par des terres boisées.	Les discussions avec les propriétaires et l'UPA au sujet des cultures spécialisées et des terres boisées ont entraîné une modification du tracé. Des discussions sont en cours avec les propriétaires, la municipalité et les administrations régionales.
	QC-7	50 à 100	945,2	Le tracé a été légèrement dévié vers l'est sur une courte distance.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec le propriétaire concerné et pour d'autres considérations techniques. Des discussions sont en cours avec le propriétaire.
	QC-8	> 250	2 714,1	Le tracé a été dévié d'environ 350 m vers le sud, dans un secteur qui comprend une bande boisée d'un kilomètre.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernés relativement à des cultures spécialisées. Des discussions sont en cours avec les propriétaires.
	QC-9	> 250	2 594,5	Le tracé a été dévié vers le sud pour qu'il soit principalement adjacent aux limites de lots plutôt qu'il passe le long de la route publique.	Le tracé a été modifié en fonction de l'emplacement optimisé éventuel, de la station de pompage de Mascouche et du projet de développement d'Hydro-Québec. L'emplacement de la station de pompage reste à confirmer.
	QC-59	50 à 100	491,7	Le tracé a été déplacé légèrement vers le sud-est.	Le tracé a été ajusté à la demande d'un propriétaire foncier.
	QC-60	50 à 100	383,8	Le tracé a été déplacé vers le nord-ouest afin de rester droit sur une plus longue distance.	Le tracé a été ajusté afin d'éviter la proximité de cours d'eau et pour d'autres considérations techniques.
	QC-61	> 250	2 038,9	Le tracé a été déplacé vers le nord-ouest juste à l'extérieur du secteur boisé.	Le tracé a été ajusté à la suite de discussions avec des propriétaires préoccupés (cultures spécialisées et boisées) et la présence d'érablières et de bâtiments.
	QC-62	50 à 100	305,5	Le tracé a été ajusté de sorte que le franchissement de l'autoroute 25 a été déplacé vers le nord.	Le tracé a été ajusté afin d'améliorer le franchissement de l'autoroute 25.
	QC-63	50 à 100	578,5	Le tracé a été déplacé vers le nord jusqu'à une distance d'environ 85 m.	Le tracé a été ajusté pour des contraintes de constructibilité liées au franchissement de la route, pour d'autres considérations techniques, et à la suite de discussions avec un propriétaire.
	QC-80	100 à 250	809,4	Le tracé a été déplacé vers le sud jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 150 m.	Le tracé a été modifié en fonction de l'emplacement optimisé éventuel de la station de pompage de Lachute.
	QC-81	50 à 100	349,1	Le tracé a été déplacé vers le sud à partir du côté ouest du rang du ruisseau des Anges Sud.	À la suite de discussions avec les propriétaires, le tracé a été dévié pour éviter une petite propriété en bordure du rang du ruisseau des Anges Sud.
	QC-82	> 250	3 477,7	Le tracé a été déplacé vers l'ouest jusqu'à une distance pouvant atteindre quelque 750 m.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernant notamment les zones boisées.
QC-83	100 à 250	804,1	Dans le secteur de l'autoroute 25, le tracé a été déplacé vers l'ouest.	Le tracé a été modifié pour tenir compte d'un projet futur du propriétaire.	
Sous-total			30 242,2		

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
Mascouche/ Maskinongé carte 2, feuillet 1 et 2 de 5	QC-10	50 à 100	2 131,9	Le tracé a été déplacé vers l'ouest, quelques mètres après la ligne électrique afin d'être adjacent à la limite d'un lot.	Le tracé a été dévié pour satisfaire deux propriétaires de lots adjacents.
	QC-11	100 à 250	1 453,4	Le tracé a été déplacé au sud de l'autoroute 40 pour qu'il soit adjacent au gazoduc de TQM.	Le tracé a été dévié pour éviter des lots où la municipalité de L'Assomption prévoit un développement industriel.
	QC-12	> 250	2 720,6	Le tracé a été dévié au nord de l'autoroute 40 afin de l'éloigner d'une exploitation de canneberges.	Des discussions ont eu lieu avec les propriétaires du secteur pour éviter la proximité avec une exploitation de canneberges.
	QC-13	100 à 250	1 330,2	Le tracé a été dévié d'environ 100 m vers le sud pour qu'il soit adjacent à l'autoroute 40.	Le tracé a été modifié pour le rapprocher de l'autoroute 40 et pour éviter de passer au milieu d'un lot que la municipalité de Berthierville a prévu utiliser dans le cadre d'un projet de développement futur. Des discussions avec la municipalité sont en cours quant au projet de reconfiguration de l'échangeur de l'autoroute.
	QC-14	50 à 100	1 318,2	Le tracé a été légèrement déplacé vers l'est.	Le tracé a été modifié pour améliorer la traversée d'un cours d'eau.
	QC-64	> 250	4 571,4	Le tracé a été déplacé vers le côté ouest de la route 40.	Le tracé a été ajusté à la suite de discussions avec la municipalité et les propriétaires afin d'éviter la proximité d'un site d'enfouissement et d'un réservoir d'eau.
	QC-65	50 à 100	1 425,9	Le tracé a été déplacé vers l'ouest sur une distance d'environ 1,4 km.	Le tracé a été ajusté afin de suivre la ligne du lot de la propriété et pour des considérations techniques se rapportant au franchissement de la rivière Bayonne.
	QC-66	50 à 100	343,5	Le tracé a été ajusté de sorte que l'emplacement du franchissement du chemin de fer soit déplacé plus vers le nord-est.	Le tracé a été ajusté afin d'améliorer le franchissement du gazoduc de TQM et du chemin de fer.
	QC-67	> 250	1 912,4	Le tracé a été déplacé vers l'ouest jusqu'à une distance pouvant atteindre près de 400 m.	Le tracé a été ajusté à la suite de discussions avec la municipalité afin d'accommoder un développement futur.
QC-85	100 à 250	736,1	Juste à l'est de la route Pinat à Lanoraie, le tracé a été déplacé vers le sud pour rejoindre le tracé actuel au sud de l'autoroute 40.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec le propriétaire en prévision d'un développement futur. Le nouveau tracé évite également un plan d'eau.	
Sous-total			17 943,6		

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
Maskinongé/ Trois-Rivières carte 2, feuillet 2 de 5	QC-15	50 à 100	473,3	Le tracé a été légèrement déplacé vers le nord sur une distance d'environ 500 m.	À la suite des discussions avec les propriétaires, le tracé a été dévié pour éviter une zone où la construction d'une maison est prévue.
	QC-16	100 à 250	1 183,3	Le tracé a été déplacé d'environ un kilomètre vers le sud sur des terres agricoles.	Le tracé a été dévié pour rester en dehors d'une servitude existante d'Hydro-Québec. Des discussions sont en cours avec les propriétaires et Hydro-Québec.
	QC-17	> 250	2 091,0	Le tracé a été dévié vers le sud pour qu'il demeure à une distance sécuritaire du cours d'eau tout en restant aligné aux limites de lots.	Le tracé a été dévié pour éviter la proximité d'un cours d'eau et à la suite des discussions avec les propriétaires.
	QC-68	50 à 100	364,4	Le tracé a été déplacé vers le sud-est jusqu'à une distance pouvant atteindre quelque 65 m.	Le tracé a été ajusté afin d'améliorer le franchissement d'un cours d'eau et pour d'autres considérations techniques.
	QC-69	50 à 100	743,9	Le tracé a été déplacé quelque peu vers le nord.	Le tracé a été ajusté pour des fins de constructibilité et des exigences d'espaces de travail associés au franchissement d'un cours d'eau.
	QC-70	100 à 250	3 812,9	Le tracé a été dévié vers le nord-est sur les mêmes lots.	Le tracé a été dévié à la suite de discussions avec des propriétaires et afin d'éviter la proximité d'un cours d'eau adjacent.
	QC-86	100 à 250	691,0	Le tracé est demeuré adjacent à l'emprise du gazoduc de TQM jusqu'au sud du rang Lamy à Saint-Léon-le-Grand.	Le tracé a été modifié pour des questions de constructibilité liées au franchissement simultané d'une route et d'un cours d'eau.
	QC-87	50 à 100	417,3	Le tracé a été déplacé d'environ 50 m vers l'ouest.	À la suite de discussions avec les propriétaires, le tracé a été dévié pour éviter un chemin de ferme en bordure duquel une ligne électrique est enfouie. La déviation du tracé améliore également la localisation du point de franchissement du cours d'eau.
	QC-88	50 à 100	226,5	Le tracé a été déplacé vers l'ouest pour suivre l'emprise des lignes électriques.	La déviation du tracé fait suite à l'obtention de données supplémentaires concernant l'emplacement de l'emprise des lignes électriques.
	QC-89	100 à 250	2 761,3	Le tracé a été déplacé vers l'ouest tout en demeurant sur les mêmes terrains.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernés.
QC-90	100 à 250	791,3	Juste au sud de l'autoroute 40 à Saint-Maurice, le tracé a été déplacé vers l'ouest pour rejoindre l'emprise du gazoduc de TQM.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec le propriétaire qui prévoit un agrandissement.	
Sous-total			13 556,2		
Trois-Rivières/ Donnacona carte 2, feuillet 2 et 3 de 5	QC-18	50 à 100	313,3	Le tracé a été très légèrement dévié vers le nord sur une distance d'environ 300 m.	Discussions avec les propriétaires. Le tracé a été dévié pour améliorer l'emplacement de l'emprise du Projet en le rendant adjacent aux limites d'un lot.
	QC-19	100 à 250	837,5	L'axe du tracé a été déplacé vers le nord afin que celui-ci demeure linéaire sur une plus longue distance.	Exigences en matière de constructibilité et d'espace de travail qui sont liées à l'emplacement des points d'entrée et de sortie pour la traversée par FDH de la rivière Sainte-Anne.
	QC-20	> 250	1 845,2	Le tracé a été dévié vers le sud au niveau de l'échangeur de l'autoroute 40 pour qu'il soit adjacent à l'autoroute plutôt qu'au gazoduc de TQM.	Questions liées à la constructibilité et aux discussions avec les propriétaires. Le tracé a été dévié pour améliorer la distance entre le tracé et les bâtiments résidentiels et agricoles.
	QC-71	50 à 100	233,3	Le tracé a été légèrement déplacé vers l'ouest pour s'ajuster au franchissement de l'autoroute 40.	Le tracé a été ajusté pour des considérations techniques liées au franchissement de la route.
	QC-72	50 à 100	563,6 262,6	Le tracé a été dévié vers le nord-ouest à 2 endroits distincts espacés d'environ 1 km.	Le tracé a été dévié afin d'éviter la proximité de cours d'eau dans le secteur et de maintenir une distance constante de celui-ci à travers les champs agricoles.
Sous-total			4 055,5		

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
Donnacona/ Lévis carte 2, feuillet 3 de 5	QC-21	100 à 250	449,6	Le tracé a été déplacé au sud du gazoduc de TQM.	Le tracé a été modifié pour fournir un espace de construction supplémentaire entre le gazoduc de TQM et la rivière.
	QC-22	100 à 250	648,7	Le tracé a été dévié vers l'est, dans les mêmes limites de lots.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernant en particulier les zones boisées.
	QC-23	> 250	2 506,8	Le tracé a été dévié vers le sud pour se rapprocher des limites de lots et d'une voie publique.	La modification fait suite à des discussions avec les propriétaires concernés.
	QC-24	50 à 100	858,7	Le tracé a été légèrement déplacé vers l'est sur moins d'un kilomètre.	Le tracé a été dévié pour augmenter la distance parcourue à travers les terres agricoles.
	QC-25	50 à 100	4 126,8	Le tracé a été déplacé vers l'est le long des limites de lots, où cela était possible.	Des discussions avec les propriétaires ont entraîné la modification du tracé de façon à ce qu'il soit adjacent aux limites de lots. Les considérations techniques ont permis de rendre le tracé plus linéaire (moins de courbes).
	QC-73	50 à 100	480,9	Le tracé a été dévié vers le sud jusqu'à une distance pouvant atteindre quelque 70 m.	Le tracé a été ajusté afin d'améliorer le franchissement d'un cours d'eau et pour des exigences d'espace de travail.
	QC-74	50 à 100	409,1	Le tracé a été dévié vers le sud-est jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 75 m.	Le tracé a été ajusté afin d'éviter la proximité d'un cours d'eau adjacent.
	QC-75	100 à 250	268,7	Le tracé a été dévié vers le nord, selon les mêmes limites du lot.	Le tracé a été ajusté afin de résoudre les préoccupations d'un propriétaire au sujet d'une érablière.
	QC-76	100 à 250	892,6	Le tracé a été dévié vers le nord en empruntant un virage plus graduel.	Le tracé a été ajusté afin d'éviter des espèces floristiques vulnérables dans le secteur.
	QC-77	100 à 250	356,4	Le tracé a été dévié vers le sud-est jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 125 m.	Le tracé a été ajusté afin de réduire le nombre de franchissements de cours d'eau.
Sous-total			10 998,3		

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
Lévis/L'Islet carte 2, feuilles 3 et 4 de 5	QC-26	100 à 250	1 853,6	Le tracé a été déplacé d'environ 200 m vers le nord, sur une distance d'environ 2 km.	Le tracé a été modifié en fonction de l'emplacement optimisé éventuel de la station de pompage de Lévis. L'emplacement de la station de pompage doit encore être confirmé. Des discussions sont en cours avec les propriétaires.
	QC-27	> 250	2 933,5	Le tracé a été déplacé d'environ 600 m vers le sud, dans l'axe de la rivière Etchemin et dans un milieu équivalent.	Cette modification découle de discussions avec les propriétaires. De plus, la modification a permis une réduction d'environ 300 m de la longueur du tracé.
	QC-28	> 250	37,5	Ce tronçon du tracé a été retiré.	Le tracé a été modifié en fonction de l'emplacement optimisé éventuel de la station de pompage de Lévis. L'emplacement de la station de pompage doit encore être confirmé. Des discussions sont en cours avec les propriétaires.
	QC-35	50 à 100	1 350,1	Le tracé s'étend du sud du chemin de fer au sud du rang Nord-Ouest, sur une distance d'un peu plus d'un kilomètre.	À la suite de discussions avec les propriétaires, le tracé a été modifié pour être adjacent à un chemin de ferme en milieu cultivé et se rapprocher de la limite d'un lot voisin.
	QC-36	> 250	2 800,5	Le tracé a été déplacé vers le nord pour être adjacent aux lignes électriques existantes.	Discussions avec les propriétaires. Le tracé a été modifié pour être adjacent à des lignes électriques existantes tout en réduisant le nombre de franchissements de ces infrastructures.
	QC-37	50 à 100	489,9	Le tracé a été déplacé vers le nord.	Le tracé a été modifié pour éviter un pylône électrique.
	QC-38	100 à 250	7 355,3	Le tracé a été déplacé au nord des lignes électriques et localisé de façon adjacente à celles-ci dans la mesure du possible.	Le tracé a été modifié pour traiter certaines préoccupations des propriétaires. Le tracé a également été modifié pour réduire le nombre de croisements de lignes électriques et pour atténuer les effets potentiels sur un projet futur.
	QC-39	100 à 250	1 244,2	Le tracé a été déplacé vers le sud et localisé de façon adjacente aux lignes électriques existantes.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires et d'une analyse des données d'arpentage et d'ingénierie.
	QC-40	50 à 100	187,2	Le tracé a été légèrement modifié vers l'est sur une courte distance.	Questions liées à la constructibilité, réduction des effets potentiels sur un cours d'eau.
	QC-92	50 à 100	582,3	Le tracé a été déplacé d'environ 50 m vers le sud.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec le propriétaire afin que le tracé soit adjacent aux limites de la propriété sur une plus longue distance.
	QC-93	100 à 250	2 631,1	Le tracé a été déplacé vers le nord dans le secteur de la rivière Etchemin.	Questions de constructibilité liées à la présence de la rivière Etchemin, du chemin des Îles et du milieu environnant.
	QC-94	50 à 100	458,9	Le tracé a été légèrement déplacé vers l'est.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec le propriétaire.
	QC-95	50 à 100	452,2	Le tracé a été déplacé vers l'est dans le secteur de la rivière Boyer.	Questions de constructibilité liées à la présence de la rivière Boyer.
	QC-96	50 à 100	340,5	Le tracé a été légèrement déplacé vers l'ouest pour l'éloigner d'un cours d'eau.	Questions de constructibilité liées à la présence d'un cours d'eau.
	QC-97	> 250	1 845,0	Le tracé a été déplacé au nord du rang du Coteau Sud pour rejoindre le tracé actuel à l'ouest du chemin Normandie.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernés.
	QC-98	50 à 100	572,2	Le tracé a été déplacé vers le nord pour l'éloigner du cours d'eau.	Questions de constructibilité liées à la présence d'un cours d'eau.
QC-99	100 à 250	392,3	Le tracé a été déplacé au sud de l'emprise des lignes électriques.	Discussions avec les propriétaires et questions de constructibilité liées à la présence d'un cours d'eau.	
QC-100	100 à 250	1 285,9	Le tracé a été déplacé vers le sud à la suite de l'analyse du point de franchissement de la rivière Bras Saint-Nicolas.	Questions de constructibilité liées à la présence de la rivière Bras Saint-Nicolas, du chemin Lemieux, de bâtiments et de pylônes électriques.	
QC-101	50 à 100	307,1	Le tracé a été déplacé au sud à la limite de l'emprise des lignes électriques.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernés.	
Sous-total			27 119,3		

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
L'Islet/ St-Onésime carte 2, feuillet 4 de 5	QC-41	> 250	1 584,6	La modification du tracé commence sur le côté ouest de la route 285 et se termine sur son côté est.	Le tracé a été modifié pour tenir compte des effets potentiels sur un verger de pommiers et sur des cultures maraîchères.
	QC-42	100 à 250	696,8	Le tracé est maintenu sur le côté sud de la ligne électrique sur une plus longue distance et rejoint le tracé soumis une fois qu'il se trouve du côté est de la route du Lac des Trois Saumons.	Le tracé a été modifié pour éviter un cours d'eau le long de l'emprise du Projet.
	QC-43	50 à 100	380,8	Le tracé a été déplacé vers le nord.	Questions de constructibilité liées à la topographie. Le tracé a été modifié pour éviter une pente latérale le long de l'emprise du Projet. Des discussions sont en cours avec les propriétaires.
	QC-44	> 250	4 554,5	Dans le secteur de la route du 5 ^e Rang, le tracé a été déplacé d'environ 100 m vers le nord et le reste du tracé a également été déplacé vers le nord, mais de façon plus importante (jusqu'à un kilomètre).	Questions liées à la constructibilité et discussions avec les propriétaires. Le tracé a été modifié vers le nord pour obtenir un espace suffisant entre la route et le cours d'eau. Cette modification découle également de discussions avec les propriétaires.
	QC-45	100 à 250	1 732,6	Le tracé a été dévié de 200 m vers le nord sur une distance d'environ 2 km.	Questions de constructibilité liées à la topographie. Le tracé a été modifié pour éviter une pente latérale le long de l'emprise du Projet.
	QC-46	50 à 100	528,3	Le tracé a été modifié sur une courte distance d'environ 500 m.	Le tracé a été rendu plus linéaire pour des considérations techniques.
	QC-102	100 à 250	1 517,5	Le tracé a été déplacé au sud de l'emprise des lignes électriques.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires et de la relocalisation de la station de pompage de L'Islet (anciennement Cap-Saint-Ignace).
	QC-103	50 à 100	1 276,9	Le tracé a été légèrement déplacé vers le sud pour s'approcher de l'emprise des lignes électriques.	Discussions avec les propriétaires et questions de constructibilité liées à la topographie et à la présence d'un cours d'eau et d'un pylône électrique.
	QC-104	100 à 250	515,5	Le tracé a été déplacé au sud de l'emprise des lignes électriques.	Questions de constructibilité liées à la présence d'une route et à la topographie.
	QC-105	50 à 100	498,2	Le tracé a été déplacé vers le sud jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 80 m.	Questions de constructibilité liées à la présence d'un cours d'eau et de routes.
	QC-106	50 à 100	797,4	Le tracé a été déplacé vers le sud jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 80 m.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernés.
QC-107	100 à 250	1 672,6	Le tracé a été déplacé vers le sud pour s'approcher d'un chemin forestier.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires concernés.	
Sous-total			15 755,7		

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
St-Onésime/ Picard carte 2, feuillet 4 et 5 de 5	QC-47	> 250	13 273,6	Le tracé modifié commence à environ 5,5 km à l'ouest de la route 287 et reste généralement adjacent aux limites de lots. Ensuite, à environ 3 km à l'est de la route 287, le tracé du pipeline a été déplacé vers le nord pour devenir adjacent aux limites de lots plutôt qu'au sud de la route du 6 ^e rang. Le reste du tracé a été modifié pour être plus près de la route du 6 ^e Rang.	Le tracé a été modifié pour devenir généralement adjacent aux limites de lots selon les nouvelles données cadastrales disponibles et à la suite de discussions avec les propriétaires.
	QC-48	100 à 250	987,7	Le tracé a été déplacé vers le nord sur une distance d'environ un kilomètre.	Le tracé a été modifié pour devenir généralement adjacent aux limites de lots.
	QC-49	> 250	9 731,6	Le tracé a été déplacé au sud pour les 3 premiers kilomètres et ce, jusqu'à une distance pouvant atteindre 300 m du tracé soumis. Le reste du tracé (environ 7 km) a été légèrement dévié vers l'est.	Le tracé a été modifié pour éviter un chalet, pour prendre en compte les contraintes liées à la topographie et pour être adjacent aux limites de lots.
	QC-108	100 à 250	1 029,4	Le tracé a été déplacé vers le sud pour s'approcher, en partie, des limites de propriétés.	Le tracé a été modifié en fonction de la relocalisation de la station de pompage de Saint-Onésime (anciennement Saint-Gabriel-Lalemant).
	QC-109	50 à 100	1 742,7	Le tracé a été déplacé vers le nord dans le secteur du 6 ^e rang à Saint-Bruno-de-Kamouraska.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires et les représentants de la municipalité concernés.
	QC-110	100 à 250	1 008,4	Le tracé a été déplacé vers le sud jusqu'à la limite cadastrale.	Le tracé a été déplacé pour rejoindre la limite cadastrale. Cette déviation optimise le point de franchissement du cours d'eau.
Sous-total			27 773,4		
St-Onésime/ Picard ¹ carte 2, feuillet 5 de 5	QC-111	> 250	27 604,1	Nouveau segment de tracé sur les territoires des municipalités de Picard et de Saint-Honoré-de-Témiscouata.	Ce nouveau segment fait suite à la décision de TransCanada de ne pas bâtir le complexe maritime de Cacouna.
Sous-total			24 604,1		
Picard/ Dégelis carte 2, feuillet 5 de 5	QC-56	> 250	36 297,8	Le tracé a été modifié pour rester du côté nord d'une ligne électrique sur une distance d'environ 37 km.	Le tracé a été modifié pour réduire le nombre de croisements de ligne électrique et pour atténuer les effets potentiels sur un possible projet futur.
	QC-57	> 250	2 163,5	Le tracé a été déplacé au nord de la ligne électrique sur les 700 premiers mètres avant de la franchir tout en s'approchant progressivement du côté ouest de la rivière Madawaska.	Questions de constructibilité liées à la topographie. Le tracé a été modifié pour éviter une pente latérale.
	QC-112	50 à 100	328,6	Le tracé a été déplacé vers le nord jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 70 m.	Questions de constructibilité liées au franchissement d'une emprise de ligne électrique.
	QC-113	50 à 100	791,4	Le tracé a été déplacé vers le nord jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 70 m.	Questions de constructibilité liées à la présence d'un cours d'eau à l'intersection d'un chemin forestier.
	QC-114	50 à 100	949,6	Le tracé a été déplacé vers le nord jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 80 m.	Questions de constructibilité liées à la topographie et à la présence d'une gravière et d'un cours d'eau.
	QC-115	50 à 100	874,8	Le tracé a été déplacé vers le nord jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 80 m.	Déviations du tracé afin d'optimiser l'axe général du pipeline.
	QC-116	> 250	1 924,5	Le tracé a été déplacé vers le nord jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 300 m.	Questions de constructibilité liées à la topographie et à la présence d'un cours d'eau.
Sous-total			43 330,2		

Tableau 4-1 Changements de tracé réalisés entre octobre 2014 et décembre 2015

Section	N° id.	Catégorie de déviation (m)	Longueur (m)	Description	Commentaires
Dégelis carte 2, feuillet 5 de 5	QC-117	100 à 250	3 246,4	Le tracé a été déplacé vers le nord jusqu'à une distance pouvant atteindre environ 240 m.	Questions de constructibilité liées à la topographie.
Sous-total			3 246,4		
Latéral Montréal carte 2, feuillet 1 de 5	QC-29	> 250	431,7	Le tracé a été dévié vers le sud pour qu'il soit le plus près possible des limites de lots.	Le tracé a été modifié en fonction de l'emplacement optimisé éventuel de la station de pompage de Mascouche. L'emplacement de la station de pompage doit encore être confirmé.
	QC-30	100 à 250	3 706,5	Le tracé a été légèrement déplacé vers l'ouest sur une distance de près de 4 km.	À la suite de discussions avec les propriétaires et la municipalité, le tracé a été modifié pour prendre en compte le développement des activités futures et actuelles de sablières et d'un parc industriel dans ce secteur.
	QC-31	> 250	5 431,1	Cette modification du tracé débute juste au sud de la rivière des Mille Îles. Au niveau de la rivière des Prairies, le tracé se situe à environ 1,7 km à l'ouest du tracé soumis, dans l'axe de la rivière. Il rejoint le tracé soumis au sud du boulevard Maurice-Duplessis.	Le tracé a été modifié pour tenir compte de la complexité des questions liées à l'utilisation des terres sur l'île de Montréal (infrastructures industrielles, commerciales, résidentielles et électriques). Le tracé a également été élaboré pour franchir la rivière des Prairies où des méthodes de traversée par FDH ou par tranchée ouverte sont possibles. Des discussions sont en cours avec les administrations régionales et municipales ainsi qu'avec d'autres parties prenantes.
	QC-32	100 à 250	512,1	Pour cette modification du tracé, la première moitié a été déplacée vers l'ouest et la deuxième vers l'est.	Le tracé a été modifié pour tenir compte de la complexité de l'utilisation du sol dans le secteur (présence de bâtiments, infrastructures souterraines et activités industrielles). Des discussions sont en cours avec les propriétaires.
	QC-84	50 à 100	538,9	Le tracé a été déplacé vers l'est dans le secteur du boulevard Henri-Bourassa à Montréal.	À la suite de discussions avec le propriétaire, le tracé a été dévié pour tenir compte de l'occupation du terrain et de l'utilisation du sol en secteur industriel.
Sous-total			10 620,3		
Latéral Lévis carte 2, feuillet 3 de 5	QC-33	> 250	1 296,1	Le tracé a été dévié vers l'ouest entre le chemin de la rivière Etchemin et l'extrémité est du bassin d'eaux usées de la ville de Lévis.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les représentants du centre de ski de fond et de la ville de Lévis.
	QC-34	> 250	1 127,4	Le tracé a été dévié d'environ 400 m à l'ouest du tracé soumis suivant l'axe de l'autoroute 20 et parcourt environ 500 m au nord de l'autoroute.	Le tracé a été modifié en fonction de l'emplacement optimisé éventuel du poste de mesurage et de livraison de Lévis. L'emplacement du poste doit encore être confirmé.
	QC-91	> 250	1 416,6	Le franchissement de l'autoroute 20 a été déplacé vers l'est, puis le tracé suit l'autoroute en parallèle vers l'ouest, jusqu'au poste de comptage au point de livraison de Lévis.	Le tracé a été modifié à la suite de discussions avec les propriétaires tout en considérant les contraintes techniques dans ce secteur.
Sous-total			3 840,1		
Total			251 538,1		
Note : ¹ Les changements QC-50 à QC-55 ont été effectués lorsque le Projet prévoyait un complexe maritime à Cacouna. Ces derniers changements ne sont pas comptabilisés dans le présent tableau. De plus, la ligne St-Onésime/Picard a été créée uniquement à des fins de représentation. Elle ne correspond pas à une section au même titre que les autres sections.					

5 MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES EFFETS

5.1 Préambule

Le texte qui suit se veut un résumé de l'information présentée à la section 6 du volume 1 de l'EES du Projet déposée à l'ONÉ en octobre 2014. L'information abrégée contenue dans cette section a pour objet de mettre en lumière les principaux éléments et fondements de l'évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques (EEES) nécessaires à la bonne compréhension de la méthodologie privilégiée.

5.2 Approche

L'EEES a été réalisée principalement sur la base des exigences prévues par la *Loi sur l'ONÉ* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012) (LCEE 2012)*.

L'EEES cible plus particulièrement les composantes valorisées (CV) de l'environnement qui possèdent une valeur particulière ou un intérêt singulier pour les collectivités et les autorités réglementaires et qui sont susceptibles d'être directement ou indirectement affectées par le Projet. Les CV de l'environnement biophysique et socioéconomique ont été sélectionnées sur la base des exigences du Guide de dépôt de l'ONÉ, ainsi que du jugement professionnel et l'expérience de l'équipe de praticiens.

Pour chaque CV, les effets potentiels liés au Projet ont été identifiés, puis évalués. Les effets sont évalués en tenant compte des mesures d'atténuation prévues au Projet qui contribueront à réduire, voire à éviter les effets anticipés. Les effets résiduels du Projet (existants après l'application de mesures d'atténuation) ont été caractérisés à l'aide de différents paramètres présentés à la section 5.7.

La méthodologie de l'EEES utilisée permet la caractérisation des effets résiduels et cumulatifs reliés au Projet. Les effets résiduels reliés au Projet correspondent aux changements apportés aux CV biophysiques ou socioéconomiques découlant de la réalisation du Projet. Les effets cumulatifs correspondent quant à eux aux changements apportés aux CV biophysiques ou socioéconomiques découlant de la réalisation du Projet en combinaison avec d'autres projets dont la réalisation est certaine ou raisonnablement prévisible dans la zone d'étude régionale (LCEE, 2012).

5.3 Composantes valorisées

Les CV sont les éléments biophysiques et socioéconomiques du milieu récepteur qui possèdent une valeur ou un intérêt particulier pour les collectivités et les autorités réglementaires et qui sont susceptibles de faire l'objet d'effets causés par la construction ou l'exploitation du Projet. Les tableaux A-2 et A-3 du Guide de dépôt de l'ONÉ 2014-01 ont été utilisés pour orienter la sélection des composantes valorisées (ONÉ, 2014). La liste des CV a été élaborée en se basant sur les interactions potentielles entre les composantes du Projet et les composantes de l'environnement.

5.4 Effets potentiels

Pour chaque CV, un ou plusieurs effets potentiels liés au Projet ont été considérés afin de prendre en compte les différentes interrelations potentielles entre les composantes du Projet et les composantes de l'environnement. Les CV retenues dans le cadre du Projet au Québec, ainsi que la liste des effets potentiels considérés, sont présentées au tableau 5-1.

Tableau 5-1 Composantes valorisées et effets potentiels considérés dans le cadre du Projet au Québec

Composantes valorisées	Effets potentiels
Environnement biophysique	
Qualité de l'air	<ul style="list-style-type: none"> • Modification temporaire de la qualité de l'air
Environnement acoustique	<ul style="list-style-type: none"> • Changement dans l'environnement acoustique
Ressources en eau de surface	<ul style="list-style-type: none"> • Modification de la quantité d'eau de surface • Modification de la qualité de l'eau de surface
Ressources en eaux souterraines	<ul style="list-style-type: none"> • Modification de la quantité d'eau souterraine • Modification de la qualité de l'eau souterraine
Poisson et habitat du poisson	<ul style="list-style-type: none"> • Modification dans l'habitat du poisson • Modification dans les déplacements et la migration des poissons • Modification dans le taux de mortalité des poissons • Introduction de substances nocives
Potentiel des sols	<ul style="list-style-type: none"> • Changement dans la qualité du sol • Perte de sol
Végétation et milieux humides	<ul style="list-style-type: none"> • Changements dans les communautés floristiques indigènes • Perte ou perturbation des milieux humides • Changements dans les communautés écologiques d'intérêt pour la conservation • Changements dans les espèces floristiques d'intérêt pour la conservation • Introduction ou propagation d'espèces floristiques envahissantes et non indigènes
Faune et habitat faunique	<ul style="list-style-type: none"> • Changements dans la disponibilité de l'habitat • Changements dans la connectivité des habitats • Changements dans les risques de mortalité • Changements aux résidences des espèces en péril • Changements à l'habitat essentiel des espèces en péril
Environnement socioéconomique	
Occupation humaine et utilisation des ressources	<ul style="list-style-type: none"> • Perte temporaire ou permanente de l'utilisation des terres agricoles • Perte temporaire ou permanente d'aires destinées à la récolte du bois • Perte temporaire ou permanente de terres affectées à des activités commerciales et industrielles • Perte temporaire ou permanente d'espaces réservés à la pêche, à la chasse et au piégeage • Perte temporaire ou permanente de l'utilisation d'espaces récréatifs • Interruption temporaire de la navigation de plaisance

Tableau 5-1 Composantes valorisées et effets potentiels considérés dans le cadre du Projet au Québec

Composantes valorisées	Effets potentiels
Ressources patrimoniales (incluant les ressources archéologiques)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte ou altération des sites de ressources patrimoniales et de leur contexte
Ressources paléontologiques	<ul style="list-style-type: none"> • Perte ou altération des sites de ressources paléontologiques et de leur contexte
Utilisation des terres et des ressources à des fins traditionnelles (UTRT)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte temporaire ou permanente des espaces utilisés pour la chasse ou des activités connexes à la chasse • Perte temporaire ou permanente des espaces utilisés pour la pêche ou des activités connexes à la pêche • Perte temporaire ou permanente des espaces utilisés pour le piégeage ou des activités connexes au piégeage • Perte temporaire ou permanente des espaces utilisés pour la cueillette des plantes ou des activités connexes à la cueillette des plantes • Perte temporaire ou permanente des sentiers et des autres voies de circulation ou de leur utilisation (y compris les voies de navigation) • Perte temporaire ou permanente des lieux d'habitation ou de leur utilisation • Perte temporaire ou permanente des lieux utilisés à des fins culturelles ou spirituelles ou à des pratiques connexes
Emploi et économie	<ul style="list-style-type: none"> • Création d'emploi • Augmentation des revenus • Augmentation des recettes publiques
Infrastructures et services	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de la demande d'hébergement • Augmentation de la demande sur les services communautaires • Augmentation de la demande sur les infrastructures de transport

5.5 Limites spatiales

Les limites spatiales considérées lors de l'évaluation des effets résiduels et cumulatifs du Projet ont été établies afin de prendre en compte les zones d'influence directes et indirectes du Projet. Trois zones distinctes ont été considérées dans le cadre de l'EEES :

- Zone d'implantation du Projet (ZIP) qui correspond à :
 - l'emprise permanente (20 à 25 m) et l'aire temporaire de travail adjacente nécessaire aux activités de construction du pipeline (totalisant de façon conservatrice environ 60 m de largeur);
 - la superficie utilisée pour la construction des 10 stations de pompage (chacune totalisant environ 9,9 ha);
 - la superficie utilisée pour la construction des stations de comptage aux points de livraison de Montréal et de Lévis (mesurant respectivement 1,4 ha et 1,2 ha).
- Zone d'étude locale (ZEL), lorsque requise, correspond à la zone d'influence locale des effets lorsque ceux-ci seront ressentis localement au-delà de la ZIP.
- Zone d'étude régionale (ZER), lorsque requise, correspond à la zone d'influence régionale des effets lorsque ceux-ci seront ressentis de façon plus régionale au-delà de la ZEL, notamment pour certaines CV socioéconomiques. La ZER a également été considérée pour l'évaluation des effets cumulatifs.

Les limites spatiales considérées dans le cadre du Projet au Québec sont distinctes et spécifiques à chacune des CV.

5.6 Limites temporelles

Les limites temporelles considérées tiennent compte des différentes étapes de réalisation et du calendrier du Projet. Celles-ci considèrent par ailleurs le moment (période), la fréquence et la durée des effets du Projet en relation avec chaque CV. Aux fins de l'EEES, les limites temporelles sont principalement la construction et l'exploitation dans chacune des provinces. Toutefois, en vertu de la LCEE 2012, les effets liés à la désaffectation et à la cessation d'exploitation du Projet ont également été discutés globalement à l'échelle nationale (EES Volume 1 Section 8, octobre 2014).

5.7 Mesures d'atténuation

Afin d'atténuer les effets potentiels anticipés lors de la construction et de l'exploitation du Projet, des mesures d'atténuation propres à chacune des CV sont proposées. Ces mesures tiennent compte des bonnes pratiques de l'industrie, de l'expérience professionnelle du promoteur et de l'équipe de praticiens, ainsi que des leçons émanant de projets similaires de pipeline au Québec et dans le reste du Canada.

De façon générale, les mesures d'atténuation proposées visent la conformité à la réglementation applicable, le recours à des méthodes de construction adaptées aux conditions biophysiques locales et de moindre incidence pour l'environnement, l'utilisation d'équipement adapté aux travaux et en bon état, le respect des périodes d'activités sensibles pour les espèces fauniques, l'utilisation de mécanisme de contrôle afin de limiter l'étendue géographique des effets sur l'eau, l'air et le sol.

La liste complète des mesures d'atténuation proposées a été présentée dans l'EES et incluse dans les plans de protection de l'environnement (PPE) du Projet (détails apportés à la section 8). La section 6 fait par ailleurs état des principales mesures d'atténuation proposées pour chacune des CV.

5.8 Caractérisation et détermination de l'importance des effets résiduels

La caractérisation des effets résiduels a été effectuée en se basant sur les caractéristiques de l'interaction potentielle entre les composantes du Projet et les CV en tenant compte des mesures d'atténuation prévues au Projet qui contribueront à réduire, voire à éviter, les effets anticipés à l'aide de différents paramètres présentés au tableau 5-2.

Sur la base de l'exercice de caractérisation, la détermination de l'importance des effets biophysiques et socioéconomiques a été effectuée. Ce processus implique, lorsque possible, la prise en compte de seuils au-delà desquels un effet résiduel (c.-à-d. ceux qui sont prévus après que toutes les mesures d'atténuation ont été considérées) serait considéré comme important ou significatif selon les dispositions de la LCEE 2012. En général, les effets biophysiques ou socioéconomiques importants ou significatifs sont ceux dont la direction, l'ampleur, l'étendue géographique, la durée, la fréquence ou la réversibilité est considérée suffisamment importante pour modifier une CV au point d'altérer son état ou son intégrité au-delà d'un niveau acceptable.

Les critères pour déterminer l'importance de chaque effet résiduel sont décrits dans l'EES pour chacune des CV aux Volumes 2 et 3, partie D.

Tableau 5-2 Paramètres considérés lors de la caractérisation des effets résiduels dans le cadre du Projet au Québec

Paramètre	Description	Échelon
Direction	<ul style="list-style-type: none"> La direction est la tendance définitive à long terme de l'effet biophysique ou socioéconomique anticipé. 	<ul style="list-style-type: none"> Positif Négatif Neutre
Ampleur	<ul style="list-style-type: none"> L'ampleur est l'importance du changement, de la modification ou de la perturbation anticipée sur la CV par rapport aux conditions de base avant la réalisation du Projet. 	<ul style="list-style-type: none"> Faible Modéré Élevé
Étendue géographique	<ul style="list-style-type: none"> L'étendue géographique correspond à la zone d'influence directe ou indirecte à l'intérieur de laquelle les effets anticipés seront ressentis selon les limites spatiales établies. 	<ul style="list-style-type: none"> ZIP ZEL ZER
Durée	<ul style="list-style-type: none"> La durée correspond à la période de temps où les effets sont attendus ou au temps nécessaire pour qu'une CV retourne à sa condition de base, ou que l'effet ne puisse plus être mesuré ou perçu. 	<ul style="list-style-type: none"> Court terme Moyen terme Long terme Permanent
Fréquence	<ul style="list-style-type: none"> La fréquence est la répétition où l'effet anticipé est attendu ou le nombre de fois qu'un effet peut se produire au cours du Projet ou pendant une phase spécifique du Projet. 	<ul style="list-style-type: none"> Un seul événement Événements multiples à intervalle irrégulier Événements multiples à intervalle régulier Événements en continu
Réversibilité	<ul style="list-style-type: none"> La réversibilité est un paramètre témoignant de l'opportunité qu'un effet soit temporaire et que les conditions de base initiales se rétablissent complètement d'un effet. 	<ul style="list-style-type: none"> Réversible Irréversible
Contexte écologique et socioéconomique	<ul style="list-style-type: none"> Le contexte écologique et socioéconomique est un indicateur des conditions de la zone dans laquelle s'insère le Projet. 	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation négligeable ou limitée Faible perturbation Perturbation modérée Forte perturbation

5.9 Effets cumulatifs

En plus d'évaluer les effets résiduels spécifiques au Projet, les effets cumulatifs qui peuvent résulter du Projet en combinaison avec les autres activités concrètes dont la réalisation est certaine ou raisonnablement prévisible ont été évalués.

La première étape de l'évaluation des effets cumulatifs consiste à déterminer la possibilité que le Projet agisse cumulativement avec les effets environnementaux (biophysiques ou socioéconomiques) des autres activités. Pour ce faire, les deux conditions suivantes doivent être présentes :

- le Projet doit causer des effets résiduels sur la CV; et

- les effets résiduels du Projet doivent pouvoir interagir temporellement ou spatialement avec les effets environnementaux d'autres activités concrètes.

Lorsque les effets résiduels du Projet sont susceptibles d'agir cumulativement avec d'autres activités concrètes, une évaluation des effets cumulatifs a été menée pour déterminer leur importance. L'importance de la contribution du Projet aux effets cumulatifs potentiels a été déterminée en se basant sur les mêmes paramètres que ceux utilisés pour l'évaluation des effets résiduels du Projet.

Trois cas d'évaluation sont discutés dans l'évaluation des effets cumulatifs :

- le cas de référence présente les effets cumulatifs des activités concrètes passées et existantes;
- le cas d'application présente l'évaluation des effets cumulatifs des activités concrètes passées ou existantes en plus du Projet; et
- le cas d'implantation prévu présente l'évaluation des effets cumulatifs des activités concrètes passées et existantes, en plus du Projet, et des activités concrètes dont la réalisation est certaine ou raisonnablement prévisible.

La liste des activités concrètes dont la réalisation est certaine ou raisonnablement prévisible dans la ZER a été établie sur la base des informations disponibles. Un bilan des effets cumulatifs anticipés est présenté à la section 6.

6 ÉVALUATION DES EFFETS

6.1 Préambule

Cette section présente un aperçu des conditions de base du milieu d'insertion du Projet ainsi que des résultats de la caractérisation des effets résiduels du Projet pour chacune des composantes valorisées (CV) de l'environnement. Les principaux documents utilisés pour la préparation de cette section et pouvant être consultés pour de plus amples informations sont :

- EES volume 2 (Évaluation biophysique) et volume 3 (Évaluation socioéconomique) d'octobre 2014;
- Rapport supplémentaire n° 1 : volume 9, Addenda à l'EES volumes 2 et 3 et volume 11 (Rapports de données techniques) de janvier 2015;
- Rapport supplémentaire n° 5 : Volume 13B, Addenda à l'EES volumes 2 et 3, partie D et volume 11, mise à jour 1 (Rapports de données techniques) de décembre 2015.

6.2 Description des conditions de base

6.2.1 Approche

Dans le cadre de l'EES, la description des conditions de base a été réalisée suite à une revue de la documentation existante, ainsi que la réalisation d'inventaires sur le terrain pour certaines CV.

6.2.1.1 *Revue de la documentation existante*

La documentation existante a été colligée afin de décrire les conditions de base, soutenir l'exercice de sélection du tracé et sous-tendre la planification des inventaires sur le terrain. Sans s'y limiter, les informations relatives aux conditions de base proviennent principalement des sources suivantes :

- Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC);
- Atlas des amphibiens et reptiles du Québec (AARQ);
- Canards Illimités Canada (CIC);
- Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec (CDPNQ);
- Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ);
- Comité sur la situation des espèces en péril au Canada (COSEPAC);
- Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ);
- Environnement Canada;
- Institut de recherche et de développement en agroenvironnement (IRDA);
- Institut de la statistique du Québec (ISQ);
- Ministère de la Culture et des Communications (MCC);

- Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ);
- Ministère de la Sécurité publique (MSP);
- Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSS);
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN);
- Ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire (MAMOT);
- Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP);
- Ministère des Transports du Québec (MTQ);
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC);
- Municipalités et municipalités régionales de comté (MRC);
- Regroupement QuébecOiseaux;
- Santé Canada;
- Statistique Canada.

6.2.1.2 Inventaires

Certaines CV ont fait l'objet d'inventaires sur le terrain afin de compléter les données de base existantes et préciser la localisation des ressources environnementales de la ZIP. Le tableau 6-1 présente l'effort d'inventaire pour les différentes composantes étudiées. La carte 3, présentée à l'annexe A permet d'apprécier la distribution géographique de l'effort d'inventaire sur le tracé du Projet au Québec. Les objectifs, la méthodologie, la période, ainsi que les résultats détaillés des inventaires sont présentés dans les différents rapports de données techniques produits dans le cadre du Projet (voir le Rapport supplémentaire n° 1, EES Volume 11 et le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 11, mise à jour 1).

6.2.1.3 Questionnaires

Dans le but de compléter les données recueillies lors de la revue de la documentation, un questionnaire a été envoyé aux municipalités et aux municipalités régionales de comté (MRC) comprises dans la ZEL afin de répertorier notamment les prises d'eau potable municipales et communautaires, ainsi que la présence de puits municipaux et communautaires.

6.2.2 Aperçu des conditions de base

Les sections qui suivent présentent un aperçu des conditions de base pour chacune des CV selon les données existantes recueillies et lorsqu'applicable, les inventaires terrains réalisés dans le cadre du Projet, le cas échéant. Le texte qui suit tient compte des zones d'influence directes et indirectes du Projet et des limites spatiales considérées dans le cadre de l'EEES. Pour plus d'information concernant la ZIP, la ZEL et la ZER, veuillez consulter la section 5 de cet aperçu.

Tableau 6-1 Efforts d'inventaire

CV	Années de réalisation			Effort d'inventaire	RDT correspondant
	2013	2014	2015		
Environnement atmosphérique	√	√	√	Relevés sonores réalisés aux 10 stations de pompage.	<ul style="list-style-type: none"> En anglais seulement : <i>Acoustic Environment Technical Data Report</i> (voir le Rapport supplémentaire no 1, EES Volume 11). Mise à jour prévue en 2016.
Productivité des sols	√	√	√	1 427 sondages pédologiques et 2 118 relevés à la pelle réalisés dans l'emprise.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques révisé : Sols et terrain – Segment Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 11, mise à jour 1).
Poisson et habitat du poisson	√	√	√	784 cours d'eau inventoriés dans la ZIP.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques révisé : Poisson et habitat du poisson – Segment Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 11, mise à jour 1).
Végétation : Espèces floristiques d'intérêt pour la conservation	√	√	√	603 stations inventoriées dans la ZIP.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques révisé : Espèces floristiques d'intérêt pour la conservation – Segment Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 11, mise à jour 1).
Milieux humides	√	√	√	91,0 km (approximativement 173,4 ha) de milieux humides dans l'emprise du pipeline et 29,1 ha dans la ZIP des stations de pompage.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques révisé : Milieux humides – Segment Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 11, mise à jour 1).
Faune : Amphibiens et reptiles	√	√	√	341 stations inventoriées dans la ZIP.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques révisé : Amphibiens et Reptiles – Segment Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 11, mise à jour 1).
Faune : Oiseaux de proie	√	√		Survol sur 700 m de part et d'autre du tracé de 2014. Plus de 90 % du tracé est couvert par la zone d'inventaire de 2014.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques : Oiseaux de proie – Pipeline au Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 1, EES Volume 11).
Faune : Oiseaux nicheurs		√		464 stations dans la ZIP.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques : Oiseaux nicheurs – Pipeline au Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 1, EES Volume 11).
Faune : Ongulés		√	√	Inventaire aérien couvrant : 841 km ² en 2014 et 350 km ² en 2015.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques : Ongulés – Pipeline au Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 1, EES Volume 11). Rapport de données techniques complémentaire : Ongulés – Segment Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 11, mise à jour 1).
Occupation humaine et utilisation des ressources	√	√	√	601 km d'emprise de pipeline couvert et 98,5 ha dans la ZIP des stations de pompage et de comptage.	<ul style="list-style-type: none"> Rapport de données techniques révisé : Occupation humaine et utilisation des ressources – Segment Québec (voir le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 11, mise à jour 1).
Ressources patrimoniales : Ressources archéologiques		√	√	275 zones à potentiel archéologique inventoriées dans la ZIP.	S.O. – Un rapport détaillé a été soumis au MCC.

Il est utile de consulter la carte 4, présentée à l'annexe A avec l'aperçu présenté ci-après. Cette carte expose notamment les principales composantes environnementales de la ZER pouvant être illustrées à l'échelle macroscopique, dont les milieux humides, les aires protégées, les communautés écologiques d'intérêt pour la conservation et les zones importantes pour les habitats fauniques. Par ailleurs, une cartographie environnementale du tracé (CET) et des figures des considérations environnementales (FCE) illustrant de façon détaillée les ressources environnementales, sont également présentées dans le Rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 8, mise à jour 3.

6.2.2.1 Environnement atmosphérique

Au Québec, le climat est généralement humide et d'importants écarts de température sont notés tout au long de l'année. Le fleuve Saint-Laurent exerce une grande influence sur le climat qui prévaut le long de ses rives : plus humide, moins froid en hiver, plus frais en été et caractérisé par de grands bancs de brouillard. Conformément à la classification de Litynski (Gérardin et McKenney, 2001), deux types de climats sont rencontrés dans la ZIP :

- un climat de type subhumide modéré, caractérisé par une longue saison de croissance, entre la frontière Ontario-Québec et Montmagny; et
- un climat de type subpolaire subhumide, caractérisé par une saison de croissance moyenne, entre Montmagny et la frontière Québec – Nouveau-Brunswick.

De façon générale, à l'échelle de la ZER, les températures les plus élevées sont observées en juillet et les plus froides le sont en janvier. Les vents dominants soufflent du sud-ouest et du nord-est. Selon les données analysées, février est le mois le plus sec, alors que les précipitations les plus abondantes surviennent principalement entre juin et septembre. Les chutes de neige ont généralement lieu entre octobre et mai, les plus importantes étant aux mois de décembre et de janvier.

À l'exception de la grande région de Montréal, où le nombre de journées de mauvaise qualité de l'air est plus important, la qualité de l'air est généralement bonne dans la ZER (ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs [MDDEFP], 2014). Cela s'explique par le fait que celle-ci se situe surtout en milieu agricole ou boisé, où il y a un nombre limité de sources d'émission de contaminants atmosphériques.

6.2.2.2 Environnement acoustique

De façon générale, l'environnement acoustique aux abords du tracé du pipeline et des stations de pompage se caractérise par un mélange de sons naturels et de sons provenant d'activités humaines telles que le trafic ferroviaire, les survols aériens, les activités commerciales et agricoles, la vie résidentielle et la circulation routière locale.

6.2.2.3 Ressources en eau de surface

Le Québec dispose d'abondantes ressources en eau de surface. Le fleuve et son estuaire forment une importante barrière physique qui détermine des conditions biophysiques et socioéconomiques

particulières sur les rives sud et nord. À l'intérieur de la ZER, les rivières qui se trouvent sur la rive nord du Saint-Laurent prennent naissance au pied des Laurentides et coulent vers le sud jusqu'au fleuve. Pour leur part, les rivières situées sur la rive sud prennent naissance dans les Appalaches et s'écoulent vers le nord jusqu'au fleuve, sauf celles qui font partie du bassin versant de la rivière Saint-Jean, qui coulent vers le sud-est jusqu'au Nouveau-Brunswick.

La ZIP chevauche 82 bassins versants distincts, dont 62 sont localisés sur la rive nord et 20 sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent.

Globalement, 904 cours d'eau sont compris dans la ZIP des différentes composantes du Projet au Québec. La majorité des cours d'eau identifiés (860) et rencontrés le long du tracé du pipeline sont classés comme étant éphémères, intermittents ou petits permanents (tableau 6-2). D'autre part, 21 cours d'eau se trouvent à l'intérieur de la ZIP des stations de pompage et 23 dans la ZIP de leurs chemins d'accès respectifs.

Cinq cours d'eau additionnels sont répertoriés à moins de 30 m de la ZIP des stations de pompage et celle de leurs chemins d'accès respectifs. Aucun cours d'eau n'est localisé dans la ZIP des stations de comptage aux points de livraison, mais un est localisé à moins de 30 m de cette dernière.

Tableau 6-2 Franchissements de cours d'eau par le nouveau pipeline

Catégorie de cours d'eau	Nombre de franchissement
Éphémère (Ép) – cours d'eau qui s'écoule après des pluies abondantes et la fonte des neiges au printemps et qui se caractérise par un lit et des berges mal définis.	58
Intermittent (I) – cours d'eau qui s'écoule en continu pendant plusieurs semaines ou plusieurs mois avant de s'assécher et qui se caractérise par un lit et des berges bien définis.	385
Petit permanent (PP) – cours d'eau d'une largeur inférieure à 5 m à la ligne des hautes eaux.	258
Moyen permanent (MP) – cours d'eau d'une largeur comprise entre 5 et 20 m à la ligne des hautes eaux.	93
Large permanent (LP) – cours d'eau d'une largeur supérieure à 20 m à la ligne des hautes eaux.	26
Étang de castor (ÉC) – élargissement marqué d'un cours d'eau créé par un barrage de castor.	32
Étang (É) – petit plan d'eau naturel ou aménagé en milieu agricole.	8
Total	860

Les données de débits enregistrées par les stations hydrométriques fonctionnelles du CEHQ (2015) situées dans la ZER indiquent que le débit des cours d'eau est sujet à d'importantes variations saisonnières qui sont liées aux conditions climatiques du Québec. Le débit mensuel moyen maximal est généralement observé au cours des mois d'avril ou de mai, en réponse à la fonte des neiges au printemps. Le débit mensuel moyen minimal se produit généralement pendant l'hiver (février et mars) ou à la fin de l'été (août et septembre).

Les données de la Banque de données sur la qualité des milieux aquatiques enregistrées aux stations de surveillance comprises dans la ZER indiquent que la qualité de l'eau de surface est acceptable à bonne pour environ 46 % des stations, alors que 54 % des stations affichent une qualité de l'eau susceptible d'en restreindre certains usages (très mauvaise à passable) (MDDELCC, 2015a). La mauvaise qualité de l'eau de la vallée du Saint-Laurent est souvent observée dans les bassins versants où les activités agricoles sont prédominantes (Simard, 2004).

6.2.2.4 Ressources en eaux souterraines

Dans la ZER, les aquifères rencontrés sont surtout constitués d'aquifères de roches sédimentaires fracturées qui sont principalement utilisés pour les approvisionnements individuels en eau potable (Savard, 2013). La profondeur moyenne des puits présents dans la ZER serait de 30 à 50 m (MDDELCC, 2015b) et les eaux souterraines s'écoulent généralement en direction du fleuve Saint-Laurent. De façon générale, l'eau souterraine des aquifères situés au nord du Saint-Laurent s'écoule vers le sud, alors que celle qui vient des aquifères situés au sud du Saint-Laurent s'écoule vers le nord, à l'exception du bassin versant du fleuve Saint-Jean, qui s'écoule vers le sud-est en direction du Nouveau-Brunswick.

Les données du Réseau de suivi des eaux souterraines du Québec pour les stations situées dans la ZER indiquent que l'élévation annuelle moyenne de l'eau souterraine a été relativement constante au cours des cinq dernières années (MDDELCC, 2015b).

De façon générale, l'eau souterraine présente est de bonne qualité et peut être utilisée comme réserve d'eau potable après traitement minimal (ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs [MDDEP], 2008). Dans certains cas, la présence de minéraux sulfurifères dans une formation rocheuse peut provoquer un drainage acide et subséquemment, altérer la qualité de l'eau souterraine. Parmi les formations rocheuses présentes dans la ZER, la seule formation qui comprend un affleurement rocheux susceptible de provoquer un drainage acide se trouve dans la municipalité de Sainte-Anne-de-la-Pérade d'après la carte géologique interactive présentée dans le SIGÉOM du MRN (2014).

6.2.2.5 Poisson et habitat du poisson

La ZIP compte un nombre important de cours d'eau, et donc, d'habitats potentiels du poisson.

Tel que spécifié dans l'EES, le classement de chaque cours d'eau en fonction de la sensibilité de l'habitat a été réalisé en s'inspirant largement du Cadre de gestion des risques du MPO (2006). Cette méthode permet de classer l'habitat au point de franchissement selon quatre niveaux de sensibilité (élevée, modérée, faible et aucun habitat). Cette approche est fondée sur les données existantes, ainsi que sur les données recueillies lors des inventaires de terrain.

Il y a 904 cours d'eau dans la ZIP des composantes du Projet. Parmi ces cours d'eau :

- 706 ont été caractérisés comme étant à sensibilité faible;
- 95 ont été caractérisés comme étant à sensibilité modérée;
- 103 ont été caractérisés comme étant à sensibilité élevée.

La revue des données existantes suggère la présence potentielle de 28 espèces de poissons d'intérêt pour la conservation à l'intérieur de la ZEL. Par ailleurs, 2 cours d'eau franchis par la ZIP du nouveau pipeline laissent place à des activités de pêche commerciale, soit la rivière Maskinongé et le fleuve Saint-Laurent. Un grand nombre de cours d'eau traversés par le Projet constitue un habitat pour des espèces de poissons d'intérêt pour les pêches récréatives et autochtones. Les données existantes font état de la présence de 15 espèces de poissons d'intérêt pour les pêches récréatives et autochtones dans la ZER.

Les relevés ichtyologiques de 2013, 2014 et 2015 ont permis de :

- capturer un peu plus de 42 000 individus répartis au sein de 80 espèces, genres ou familles lors de l'identification;
- confirmer la présence de 10 espèces d'intérêt pour la conservation;
- relever 12 espèces d'intérêt pour les pêches récréatives et autochtones.

Dans la ZER, les zones sensibles pour les communautés de poissons comprennent la réserve naturelle des Battures-de-Saint-Augustin-de-Desmaures, 4 rivières à saumon, soit les rivières Jacques-Cartier, Ouelle, Grande Rivière et Chaude, ainsi que 28 sites de fraie ou d'alevinage d'espèces d'intérêt pour la conservation. Par ailleurs, les inventaires ont permis de confirmer 9 sites de fraie pour l'omble de fontaine le long du tracé, ainsi que la reproduction du saumon atlantique dans la Grande Rivière.

6.2.2.6 Sols et terrain

La ZIP chevauche deux provinces naturelles, soit les Basses-Terres du Saint-Laurent et les Appalaches (MDDEFP, 2013b). La portion de la ZIP traversant les Basses-Terres du Saint-Laurent est caractérisée par un terrain relativement plat et uniforme dont l'altitude moyenne est de moins de 100 m, par la présence de roches sédimentaires du Paléozoïque (MRN, 2012) et par des dépôts marins de surface se composant essentiellement d'argile, de limon et de sable (MERQ, 1990-2001). La portion traversant les Appalaches est caractérisée par un terrain au relief changeant qui s'élève graduellement jusqu'aux pentes abruptes des contreforts des Appalaches, par des roches plissées du Paléozoïque et par des sédiments glaciaires et fluvio-glaciaires (Robitaille et Saucier, 1998).

Le Québec a subi l'action de phénomènes géologiques anciens et plus récents, dont des glaciations importantes qui ont recouvert la majeure partie du Québec. Sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent, la ZIP se trouve dans la province géologique de la Plate-forme du Saint-Laurent, principalement composée de roches sédimentaires du Paléozoïque, du Cambrien et de l'Ordovicien (grès, dolomites, calcaires et schistes). De nombreuses failles sont présentes, la plus importante étant la faille Logan qui sépare la Plate-forme des Basses-Terres du Saint-Laurent de la région des Appalaches, près de la ville de Québec. Sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, la ZIP se trouve dans la province géologique des Appalaches et se compose de roches volcaniques sédimentaires et métamorphiques dont l'origine se situe entre le Cambrien et le Carbonifère. Ces roches se composent de grès, de pélite, de quartzite, d'ardoise, de calcaire et de conglomérat. De nombreuses failles sont observées, dont la Ligne Baie-Verte-Brompton qui traverse le lac Témiscouata (MRN, 2012; MERQ, 1991).

Huit types de dépôts de surface sont observés dans la ZIP, soit les dépôts marins, les dépôts glaciaires, les dépôts organiques (présents sous forme de tourbe ou de terre noire accumulée), les dépôts fluvio-glaciaires, les dépôts marins du littoral, les dépôts fluviaux, les dépôts lacustres et les affleurements rocheux. Les dépôts de surface marins et glaciaires sont les principaux types observés. Autrefois, les mers de Champlain et de Goldthwait recouvraient les Basses-Terres du Saint-Laurent et elles y ont laissé des dépôts marins composés d'argile, de limon et de sable fin, ainsi que des sédiments marins côtiers. Les Appalaches contiennent une plus grande quantité de dépôts glaciaires et d'affleurements rocheux, car la mer de Goldthwait ne recouvrait pas cette région.

Selon les données disponibles de l'IRDA (MAPAQ, 2013a), il y a cinq principaux ordres de sols dans la ZIP, soit les ordres podzoliques, gleysoliques, organiques, brunisoliques et régosoliques. Les podzols et les gleysols sont les principaux types de sols présents dans la ZIP.

Les sols présents dans l'emprise du pipeline et dans la zone d'implantation des stations de pompage ont majoritairement un potentiel agricole classé comme modéré.

Enfin, selon le Répertoire des terrains contaminés du MDDELCC, deux sites contaminés sont répertoriés dans la ZIP, soit l'un dans l'est de Montréal sur le latéral de Montréal, ainsi qu'un autre sur le tracé principal dans la municipalité de Maskinongé (MDDELCC, 2015d).

6.2.2.7 Végétation et milieux humides

La ZER est située entièrement dans la zone tempérée nordique qui se divise en deux sous-zones en fonction de la végétation qui domine les paysages en fin de succession. La forêt de feuillus est dominée par l'érable à sucre, alors que la forêt mixte est un mélange d'espèces boréales comme le sapin baumier et l'épinette noire, et d'espèces méridionales comme le bouleau jaune. La richesse floristique de la sous-zone de la forêt mixte est légèrement moindre que celle de la forêt de feuillus (ministère des Ressources naturelles et de la Faune [MRNF], 2003).

La ZER au Québec chevauche quatre domaines bioclimatiques, soit ceux de l'érablière à caryer cordiforme, de l'érablière à tilleul, de l'érablière à bouleau jaune et de la sapinière à bouleau jaune.

Les communautés floristiques indigènes sont directement associées aux habitats naturels incluant les milieux boisés et les milieux humides. Les milieux boisés sont prédominants dans l'emprise du pipeline et dans la ZIP des stations de pompage. Les stations de comptage aux points de livraison sont, pour leur part, situées dans des secteurs industriels sur des terrains vacants en friche.

Les inventaires ont permis de confirmer la présence d'approximativement 91,0 km de milieux humides dans l'emprise permanente du pipeline (totalisant 173,4 ha) et 29,1 ha dans la ZIP des stations de pompage. Les marécages sont les milieux humides observés le plus fréquemment sur le terrain, suivis des tourbières.

La ZIP du pipeline traverse certaines communautés écologiques d'intérêt pour la conservation, telles que définies dans l'EES, dont le territoire de la réserve naturelle des Battures-de-Saint-Augustin-de-Desmaures et l'habitat floristique d'une espèce menacée ou vulnérable de la rivière des Mille Îles. Par ailleurs, le chemin d'accès permanent à la station de pompage de Dégelis empiète sur les limites de l'écosystème forestier exceptionnel de la forêt rare de la Rivière-Madawaska.

Sur la base des données existantes, les forêts anciennes¹ occupent environ 165 ha dans la ZIP du pipeline (c.-à-d. dans une zone de 30 m de part et d'autre du tracé). Les inventaires agroforestiers ont permis de confirmer le type, l'âge et la densité des peuplements touchés par l'emprise du pipeline et la présence de forêts anciennes sur une longueur totale de 15 km.

¹ Tel que défini dans l'EES, les forêts anciennes font référence aux forêts de 90 ans ou plus.

La revue des données existantes suggère la présence potentielle de 117 espèces floristiques d'intérêt pour la conservation à l'intérieur de la ZEL. Les inventaires ont permis d'identifier près de 650 espèces floristiques vasculaires appartenant à 95 familles distinctes. Les inventaires ont aussi permis de confirmer la présence de 30 espèces floristiques d'intérêt pour la conservation, dont 16 ayant un statut de protection légal au provincial ou au fédéral, ainsi que 14 espèces susceptibles d'être menacées ou vulnérables selon le MDDELCC.

La présence des espèces exotiques envahissantes a été notée lors des inventaires. Ainsi, 32 espèces exotiques envahissantes ont été observées dans la ZIP.

6.2.2.8 Faune et habitat faunique

La vallée du Saint-Laurent, composée de milieux agricoles, boisés et humides ainsi que d'abondantes ressources hydrologiques, abrite une faune diversifiée et englobe de nombreux habitats adaptés à une multitude d'espèces.

La ZIP traverse certaines zones importantes pour les habitats fauniques, dont :

- deux aires de concentration d'oiseaux aquatiques (Ilets Dombourg et Anse du Vieux Moulin);
- une zone importante pour la conservation des oiseaux (Plaine inondable de Saint-Barthélemy);
- quatre aires de confinement du cerf de Virginie, toutes localisées en terres privées (Grondines, Portneuf, Cap-Santé et Neuville).

La ZIP du chemin d'accès à la station de pompage Dégelis croise aussi l'aire de confinement du cerf de Virginie du ruisseau Teed.

La revue des données existantes suggère la présence potentielle de 48 espèces fauniques d'intérêt pour la conservation à l'intérieur de la ZEL. Les inventaires tenus n'ont permis de confirmer la présence que de 20 d'entre elles à l'intérieur de la ZIP du pipeline, soit :

- 3 espèces d'amphibiens susceptibles d'être menacées ou vulnérables;
- 4 espèces de reptiles susceptibles d'être menacées ou vulnérables, dont une possédant aussi une désignation en vertu de la *Loi sur les espèces en péril*;
- 11 espèces d'oiseaux nicheurs susceptibles d'être menacées ou vulnérables et/ou possédant aussi une désignation en vertu de la *Loi sur les espèces en péril*;
- 2 espèces d'ongulés d'intérêt socioéconomique et traditionnel.

Chez les oiseaux de proie, aucune espèce d'intérêt pour la conservation n'a été observée dans la ZIP. Toutefois, deux espèces d'intérêt pour la conservation ont été observées dans la ZEL.

6.2.2.9 Occupation humaine et utilisation des ressources

La ZIP recoupe 9 des 17 régions administratives du Québec et traverse 65 municipalités appartenant à 21 MRC ou territoires équivalents.

La tenure de terres dans l'emprise du pipeline est principalement privée (80 %). La nouvelle emprise traverse aussi des terres publiques² (12 %), des terres provinciales³ (4 %), des terres fédérales (2 %) et des terres municipales (2 %). Les ZIP des stations de pompage de Picard et Dégelis sont en territoire public, alors que les autres sont localisées entièrement ou majoritairement en terre privée.

Environ 488 km (75 %) de l'emprise du pipeline sont situés dans la zone agricole protégée par la CPTAQ. Des 10 stations de pompage, 5 se trouvent en zone agricole désignée, tandis que les 2 stations de comptage aux points de livraison sont situées en zone non agricole.

Certaines aires protégées sont traversées par la ZIP (tableau 6-3).

Tableau 6-3 Aires protégées de la ZIP

Section	Désignation	Compétence	Loi applicable
Nouveau pipeline			
Saint-Maurice	Aire de confinement du cerf de Virginie – Grondines ¹	Provinciale	<i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> L.R.Q. c. C-61.1.
	Aire de confinement du cerf de Virginie – Portneuf ¹	Provinciale	<i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> L.R.Q. c. C-61.1.
	Aire de confinement du cerf de Virginie – Cap-Santé ¹	Provinciale	<i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> L.R.Q. c. C-61.1.
Donnacona	Aire de confinement du cerf de Virginie – Neuville ¹	Provinciale	<i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> L.R.Q. c. C-61.1.
	Aire de concentration d'oiseaux aquatiques – Îlets Dombourg ²	Provinciale	<i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> L.R.Q. c. C-61.1.
	Réserve naturelle des Battures-de-Saint-Augustin-de-Desmaures ²	Provinciale	<i>Loi sur la conservation du patrimoine naturel</i> L.R.Q. c. C-61.01.
	Aire de concentration d'oiseaux aquatiques – Anse du Vieux Moulin ²	Provinciale	<i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> L.R.Q. c. C-61.1.
Latéral Montréal	Habitat d'une espèce floristique menacée ou vulnérable – Rivière-des-Mille-Îles ²	Provinciale	<i>Loi sur les espèces menacées ou vulnérables</i> L.R.Q. c. E-12.01.
Chemins d'accès aux stations de pompage			
Dégelis	Écosystème forestier exceptionnel – Forêt rare de la Rivière-Madawaska	Provinciale	<i>Loi sur l'aménagement durable du territoire forestier</i> L.R.Q. c. A-18.1.
	Aire de confinement du cerf de Virginie du Ruisseau Teed	Provinciale	<i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> L.R.Q. c. C-61.1.
Notes :	¹ Les aires de confinement du cerf de Virginie de Grondines, Portneuf, Cap-Santé et Neuville sont situées sur des terres privées. Ainsi, en vertu de l'article 1 du <i>Règlement sur les habitats fauniques</i> , L.R.Q. c. C-61.1, r. 18, les exigences prescrites par la <i>Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune</i> , L.R.Q. c. C-61.1, ne sont pas applicables. ² L'utilisation d'une technique de franchissement sans tranchée est prévue. Par conséquent, aucun effet n'est anticipé.		

² Les terres publiques correspondent aux terres gérées par le MERN et le MDDELCC.

³ Les terres provinciales correspondent aux emprises appartenant au ministère des Transports du Québec, à Hydro-Québec, ainsi qu'aux cours d'eau du domaine de l'État.

Les aires récréatives désignées pour la pratique des activités de chasse et de pêche concernées par le Projet sont :

- la pourvoirie des Trois-Lacs dans les municipalités de Saint-Bruno-de-Kamouraska et Picard;
- la zone d'exploitation contrôlée (ZEC) Chapais dans les municipalités de Saint-Gabriel-Lalemant et Mont-Carmel;
- la ZEC Owen dans la municipalité de Dégelis.

Cinq grandes catégories d'utilisation du sol sont recensées dans la ZIP. Les milieux boisés et les milieux agricoles dominent l'utilisation du sol dans l'emprise du pipeline (tableau 6-4). Les milieux boisés sont également prédominants dans la ZIP des stations de pompage bien qu'on y retrouve également des milieux humides et des milieux agricoles.

Parmi les activités agricoles, les grandes cultures (maïs, soja et céréales) représentent près des deux tiers des cultures inventoriées dans l'emprise du pipeline, tandis que les prairies et pâturages recouvrent le tiers des secteurs inventoriés.

Les milieux boisés présents dans la ZIP font l'objet d'activités forestières. Trois unités d'aménagement forestier faisant l'objet d'une récolte commerciale sont traversées par le pipeline.

Tableau 6-4 Utilisation du sol dans l'emprise du pipeline

Catégorie d'utilisation du sol	Longueur de l'emprise (km)	Proportion (%)
Milieux agricoles – zones utilisées pour l'agriculture (foin et pâturage, soya, maïs, céréales, fruits et bétail).	219	34
Milieux boisés – zones recouvertes de peuplements forestiers, y compris les friches. Certains milieux boisés peuvent présenter un intérêt pour la récolte de bois et la production de sirop d'érable.	317	49
Milieux humides – tous les types de terres humides comme les marais, les marécages, les tourbières (naturelles et exploitées) et les eaux peu profondes.	91	14
Milieux anthropiques – zones commerciales, institutionnelles, industrielles (sablères et gravières, carrières, aéroports) et résidentielles, les routes, les autoroutes, les chemins de fer et les lignes électriques.	14	2
Autres, incluant les lacs et cours d'eau.	7	1
Total	648	100

La valeur commerciale des boisés le long de l'emprise du pipeline a été évaluée en fonction du type de forêt, de leur âge et de leur densité. La majorité des forêts dans la ZIP du pipeline et des stations de pompage ont une valeur commerciale faible ou très faible, alors que la ZIP des stations de comptage aux points de livraison présente peu de valeur commerciale.

Près de 55 km de peuplements d'érables ayant un potentiel de production sont dans l'emprise du pipeline. Les inventaires réalisés à ce jour confirment près de 2,3 km d'érablières exploitées le long de l'emprise.

6.2.2.10 *Ressources patrimoniales*

La ZIP du pipeline empiète sur le périmètre de protection (d'un rayon de 152 m) de la Maison Therrien située à Laval en bordure du latéral de Montréal, laquelle constitue un bâtiment historique protégé en vertu de la *Loi sur le patrimoine culturel* (L.R.Q. c. P-9.002). Certaines routes d'intérêt patrimonial valorisées et reconnues par les MRC, mais ne bénéficiant d'aucune protection formelle, sont également localisées dans la ZIP.

L'évaluation des zones de potentiel archéologique indique que la ZIP comprend 114 zones présentant un potentiel archéologique et 6 sites archéologiques confirmés. Sur les 114 zones de potentiel archéologique, le potentiel de 85 d'entre elles reste à évaluer. Les sites archéologiques confirmés par les inventaires sont dans les municipalités de Laval, Mirabel, Sainte-Anne-de-la-Pérade (2 sites), Lévis et Saint-Raphaël-de-Bellechasse. Aucune zone avec un potentiel archéologique n'a été identifiée dans la ZIP des stations de comptage aux points de livraison.

6.2.2.11 *Ressources paléontologiques*

La paléontologie étudie les formes anciennes animales et végétales, les écosystèmes passés, l'évolution des êtres vivants, les changements climatiques naturels et l'extinction des espèces. Dans la vallée du Saint-Laurent, les ressources paléontologiques se retrouvent principalement sous la forme de fossiles invertébrés dans les couches rocheuses du Cambrien, de l'Ordovicien, du Silurien et du Dévonien, ainsi que de vertébrés dans les sédiments superficiels du Quaternaire. Selon l'étude documentaire paléontologique, aucune ressource paléontologique connue n'a été répertoriée dans la ZIP (Arkéos, 2014a et 2014b). Par ailleurs, jusqu'à présent, les Premières Nations n'ont pas documenté la présence de sites paléontologiques d'intérêt pour les peuples autochtones dans la ZIP. Les études sur les connaissances traditionnelles et l'utilisation des terres à des fins traditionnelles en lien avec le Projet se poursuivent. Les PPE du Projet prévoient un plan spécifique d'intervention en cas de découverte fortuite de matériaux fossiles durant la construction.

6.2.2.12 *Utilisation des terres et des ressources à des fins traditionnelles*

Dans le cadre du Projet, des discussions relatives à l'utilisation des terres et des ressources à des fins traditionnelles (UTRT) ont été initiées avec une vingtaine de communautés autochtones au Québec. Ces études, ainsi que les activités en cours, liées à la participation des Autochtones fourniront de l'information plus détaillée sur la nature et l'étendue de l'UTRT dans la ZER et seront fournis à l'ONÉ sous forme de rapports additionnels.

6.2.2.13 *Infrastructures et services*

La majeure partie du tracé du pipeline se trouve à une distance favorable pour les déplacements quotidiens vers les centres urbains ou les centres de services offrant des possibilités d'hébergement. De nombreux types d'hébergement sont offerts dans la ZEL : hôtels, motels, auberges, chambres d'hôtes, résidences secondaires, appartements et terrains de camping. L'offre en matière d'hébergement diffère selon la région administrative. Les régions qui offrent la plus grande capacité d'hébergement sont celles

de Montréal et de Québec. Bien que de nombreux types d'hébergement y soient offerts, la demande augmente de façon considérable pendant les mois d'été en raison de l'activité touristique. Environ 52 000 unités ont été dénombrées dans les municipalités de la ZEL. Dans la plupart des régions de la ZEL, l'hébergement des travailleurs ne devrait pas poser de problème particulier, malgré les fluctuations saisonnières observées. Toutefois, compte tenu du nombre d'unités disponibles et des besoins d'hébergement temporaires prévus dans le Bas-Saint-Laurent, un camp autonome et temporaire est envisagé dans la région de Saint-Antonin pour loger les travailleurs affectés à la construction du pipeline.

La majeure partie de la ZIP est à une distance raisonnable pour les déplacements quotidiens vers les centres urbains qui offrent des services de santé et d'urgence. De façon générale, les services ambulanciers, d'incendie et de police, ainsi que les temps de réponse dans la ZEL sont considérés comme adéquats pour répondre au besoin du Projet en tenant compte de la demande actuelle et de l'expérience des projets industriels récents, à l'exception du secteur de la ZIP situé sur les terres publiques de la région du Bas-Saint-Laurent.

Les infrastructures de transport, bien réparties à l'intérieur de la ZEL, permettent d'accéder facilement aux chantiers, sauf dans la portion qui se trouve sur les terres publiques dans la région du Bas-Saint-Laurent. Le réseau de transport a une capacité suffisante pour accueillir la circulation liée à la construction du Projet qui est prévue, grâce à la mise en œuvre de mesures d'atténuation ainsi que de gestion des infrastructures et services.

Le tracé du pipeline est parallèle à plusieurs pipelines et lignes électriques en place et les croise dans certains cas. La ZIP traverse aussi les parcs éoliens Témiscouata I et II, dans la MRC de Témiscouata.

6.3 Principales mesures d'atténuation

Afin d'atténuer les effets potentiels anticipés lors de la construction et de l'exploitation du Projet, des mesures d'atténuation propres à chacune des CV sont proposées. Ces mesures visent principalement la conformité à la réglementation applicable, le recours à des méthodes de construction adaptées aux conditions biophysiques locales et de moindre incidence pour l'environnement, l'utilisation d'équipement adapté aux travaux et en bon état, le respect des périodes d'activités sensibles pour les espèces fauniques, l'utilisation de mécanisme de contrôle afin de limiter l'étendue géographique des effets dans l'eau, l'air et le sol.

La liste complète des mesures d'atténuation proposées a été présentée dans l'EES et incluse dans les PPE du Projet (détails apportés à la section 8). Le tableau 6-5 présente les principales mesures d'atténuation tirées de l'EES qui seront mises en place pour chacune des CV.

Tableau 6-5 Principales mesures d'atténuation

Composante valorisée	Effets potentiels considérés	Principales mesures d'atténuation
Environnement biophysique		
Qualité de l'air	<ul style="list-style-type: none"> • Modification temporaire de la qualité de l'air 	<ul style="list-style-type: none"> • Prévoir une méthode de contrôle des poussières. • Éviter de laisser les moteurs tourner au ralenti. • Régler et entretenir convenablement les véhicules et l'équipement de chantier.
Environnement acoustique	<ul style="list-style-type: none"> • Changement dans l'environnement acoustique 	<ul style="list-style-type: none"> • Prévoir des périodes d'une durée maximale de 12 heures pendant la journée. • Entretenir la machinerie de façon appropriée et s'assurer que les dispositifs de réduction du bruit sont en bon état. • Installer des barrières acoustiques.
Ressources en eau de surface	<ul style="list-style-type: none"> • Modification de la quantité d'eau de surface • Modification de la qualité de l'eau de surface 	<ul style="list-style-type: none"> • Concevoir des structures de franchissement en fonction des débits prévus pendant la durée de vie de chaque structure. • Appliquer des mesures de contrôle de l'érosion et des sédiments sur tous les cours d'eau et plans d'eau.
Ressources en eaux souterraines	<ul style="list-style-type: none"> • Modification de la quantité d'eau souterraine • Modification de la qualité de l'eau souterraine 	<ul style="list-style-type: none"> • Avant la construction, confirmer la localisation des zones critiques en matière de ressources en eau souterraine (présence d'eau libre, aires de décharge de l'eau souterraine par exemple). • En présence d'un socle rocheux susceptible de produire du drainage acide, exécuter les excavations conformément au plan de gestion du DRA établi pour le Projet.
Poisson et habitat du poisson	<ul style="list-style-type: none"> • Modification dans l'habitat du poisson • Modification dans les déplacements et la migration des poissons • Modification dans le taux de mortalité des poissons • Introduction de substances nocives 	<ul style="list-style-type: none"> • Exécuter les activités de construction en dehors de la période de restriction d'activité d'un cours d'eau ou un plan d'eau, sauf si le cours d'eau est asséché ou gelé jusqu'au fond durant les travaux de construction, si des techniques sans tranchée sont utilisées ou si l'autorisation d'entreprendre les travaux a été obtenue de l'organisme de réglementation. • Obtenir tous les permis et les autorisations réglementaires nécessaires avant le début des travaux de franchissement de cours d'eau et de plan d'eau. • Maintenir en tout temps un débit vers l'aval pendant la construction en franchissement isolé. En tout temps, ne pas réduire le débit instantané du cours d'eau de plus de 10 %. • Reprofiler les lits et les rives des cours d'eau et des plans d'eau de façon à les remettre dans un état le plus similaire à l'état où ils étaient avant le début des travaux. • Mettre en œuvre des mesures de remise en état de la berge afin de rétablir la végétation riveraine et l'habitat du poisson dans le cadre des travaux de remblayage.

Tableau 6-5 Principales mesures d'atténuation

Composante valorisée	Effets potentiels considérés	Principales mesures d'atténuation
Potentiel des sols	<ul style="list-style-type: none"> • Changement dans la qualité du sol • Perte de sol 	<ul style="list-style-type: none"> • Entreposer les déblais d'excavation (horizon B, C) en andains, séparément de la couche de sol arable et éviter de mélanger la couche de sol arable avec les déblais d'excavation. • Remettre les déblais d'excavation en place dans la tranchée, de façon à prévenir le mélange du sol arable avec les autres couches de sol inerte. • Dans les secteurs à risque d'érosion éolienne et hydrique, mettre en place les mesures de contrôle de l'érosion notamment la revégétalisation des superficies dénudées, sur les berges des cours d'eau. • Élaborer un Plan d'intervention spécifique en cas de présence d'argile marine. • Avant la construction, apporter les modifications requises au système de drainage souterrain de façon à s'assurer du fonctionnement du système pendant la construction.
Végétation et milieux humides	<ul style="list-style-type: none"> • Changements dans les communautés floristiques indigènes • Perte ou perturbation des milieux humides • Changements dans les communautés écologiques d'intérêt pour la conservation • Changements dans les espèces floristiques d'intérêt pour la conservation • Introduction ou propagation d'espèces floristiques envahissantes et non indigènes 	<ul style="list-style-type: none"> • Restreindre la largeur de la ZIP en zone riveraine et dans les communautés écologiques d'intérêt pour la conservation, lorsque possible. • Dans les zones de végétation indigène, permettre la régénération naturelle ou semer en respectant les directives de l'administrateur foncier sur les terres publiques. • Obtenir l'approbation des organismes de réglementation pour les effets sur les milieux humides avant d'amorcer la construction, et ce, conformément aux exigences. • Prélever et entreposer la couche de matières organiques des milieux humides à l'écart des autres horizons. • Limiter le plus possible la coupe de végétation dans les milieux humides. • Si l'on découvre dans l'emprise, avant ou durant la construction, des EIC qui n'avaient pas préalablement été relevées, mettre en œuvre le plan d'intervention en cas de découverte d'espèces d'intérêt pour la conservation. • Développer des plans d'atténuation pour les espèces floristiques d'intérêt pour la conservation en consultation avec les organismes de réglementation. Le plan d'atténuation peut inclure la diminution de la largeur de l'emprise, la protection <i>in situ</i>, ainsi que la collecte, la propagation ou la transplantation des graines ou des plantes avant la construction. • Tout l'équipement utilisé sur l'emprise doit arriver propre et libre de toute terre ou de résidus végétaux afin de limiter la propagation d'espèces envahissantes ou non indigènes.

Tableau 6-5 Principales mesures d'atténuation

Composante valorisée	Effets potentiels considérés	Principales mesures d'atténuation
Faune et habitat faunique	<ul style="list-style-type: none"> • Changements dans la disponibilité de l'habitat • Changements dans la connectivité des habitats • Changements dans les risques de mortalité • Changements aux résidences des espèces en péril • Changements à l'habitat essentiel des espèces en péril 	<ul style="list-style-type: none"> • Lors de l'élaboration des mesures d'atténuation pour chaque espèce d'intérêt pour la conservation identifiée, établir et appliquer les zones de protection intégrale recommandées et les périodes de restriction, à moins qu'une autorisation n'ait été obtenue auprès des organismes de réglementation. • Mettre en place un plan d'atténuation, en collaboration avec Environnement Canada et/ou les instances provinciales, si les travaux de construction se font pendant les périodes de restriction à l'intérieur des zones de protection intégrale; • Suivre le plan d'intervention visant la découverte d'espèces fauniques.
Environnement socioéconomique		
Occupation humaine et utilisation des ressources	<ul style="list-style-type: none"> • Perte temporaire ou permanente de l'utilisation des terres agricoles • Perte temporaire ou permanente d'aires destinées à la récolte du bois • Perte temporaire ou permanente de terres affectées à des activités commerciales et industrielles • Perte temporaire ou permanente d'espaces réservés à la pêche, à la chasse et au piégeage • Perte temporaire ou permanente de l'utilisation d'espaces récréatifs • Interruption temporaire de la navigation de plaisance 	<ul style="list-style-type: none"> • Conserver des passages dédiés pour les propriétaires, le déplacement de la machinerie agricole et du bétail. • Afficher à l'avance la signalisation nécessaire durant la construction pour indiquer les restrictions d'accès et leur durée. • Remettre en état les milieux boisés perturbés dans l'aire de travail temporaire et les aires de travail supplémentaires. • Conserver les chemins d'accès ou créer des voies de contournement pour permettre l'accès aux zones utilisées à des fins récréatives, de chasse, pêche et piégeage, etc. • Relocaliser les miradors de chasse. • Communiquer à l'avance l'information aux utilisateurs des cours d'eau.
Ressources patrimoniales (incluant les ressources archéologiques)	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun effet résiduel, sauf en cas de découverte fortuite : perte ou altération des sites de ressources patrimoniales et de leur contexte 	<ul style="list-style-type: none"> • Suivre les directives du plan de protection de l'environnement en cas de découverte fortuite : interrompre les travaux de construction, communiquer avec le MCC, faire évaluer le site par un archéologue et préparer un plan d'atténuation en collaboration avec le MCC.
Ressources paléontologiques	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun effet résiduel, sauf en cas de découverte fortuite : perte/altération des sites de ressources paléontologiques et de leur contexte 	<ul style="list-style-type: none"> • Mettre en œuvre un plan d'intervention en cas de découverte fortuite de matériaux fossiles durant la construction.

Tableau 6-5 Principales mesures d'atténuation

Composante valorisée	Effets potentiels considérés	Principales mesures d'atténuation
Utilisation des terres et des ressources à des fins traditionnelles	<ul style="list-style-type: none"> ● Perte temporaire ou permanente des espaces utilisés pour la chasse ou des activités connexes ● Perte temporaire ou permanente des espaces utilisés pour la pêche ou des activités connexes ● Perte temporaire ou permanente des espaces utilisés pour le piégeage ou des activités connexes ● Perte temporaire ou permanente des espaces utilisés pour la cueillette des plantes ou des activités connexes ● Perte temporaire ou permanente des sentiers et des autres voies de circulation ou de leur utilisation (y compris les voies de navigation) ● Perte temporaire ou permanente des lieux d'habitation ou de leur utilisation ● Perte temporaire ou permanente des lieux utilisés à des fins culturelles ou spirituelles ou des pratiques connexes 	<ul style="list-style-type: none"> ● Éviter les sites liés à l'UTRT en empruntant d'autres voies d'accès. ● Réduire l'empreinte du Projet afin de minimiser les perturbations potentielles aux sites liés à l'UTRT. ● Planifier les travaux de construction ou d'entretien de façon à éviter les périodes d'exploitation clés. ● Assurer le maintien de l'accès aux sites liés à l'UTRT, qui ont été signalés, durant les phases de construction et d'exploitation. ● Consulter les groupes autochtones concernant la gestion des voies d'accès après les travaux et la planification des travaux de remise en état. ● Remettre en état les zones perturbées qui ne sont pas nécessaires aux installations en surface afin de redonner accès à ces zones et de permettre leur utilisation.
Infrastructures et services	<ul style="list-style-type: none"> ● Augmentation de la demande d'hébergement ● Augmentation de la demande sur les services communautaires ● Augmentation de la demande sur les infrastructures de transport 	<ul style="list-style-type: none"> ● Aménager un camp pour loger les travailleurs qui participent à la construction. ● Échelonner le début des travaux préliminaires de construction par région, si possible. ● Mettre au point un plan d'intervention d'urgence conforme à la réglementation pour les phases de construction et d'exploitation du Projet. ● Donner à tous les travailleurs la formation d'Énergie Est sur la santé et la sécurité avant et pendant la construction afin de prévenir les accidents exigeant des soins d'urgence ou de courte durée et d'en réduire le nombre. ● Livrer le matériel en dehors des heures de pointe du matin et du soir. ● Soumettre un plan d'utilisation des accès indiquant les routes que les entrepreneurs utiliseront pour le transport de l'équipement lourd, le cintrage des tuyaux et l'accès à l'emprise. Les chaussées des routes d'accès aux sites devront être mises à niveau si nécessaire pour les véhicules de chantier. Les points d'accès à l'emprise seront identifiés par des affiches pour aviser le public de ne pas les utiliser.

6.4 Effets résiduels

La caractérisation des effets résiduels a été effectuée en se basant sur les caractéristiques de l'interaction potentielle entre les composantes du Projet et les CV, en tenant compte des mesures d'atténuation prévues au Projet qui contribueront à réduire, voire à éviter, les effets anticipés à l'aide de différents paramètres présentés au tableau 5-2 de la méthodologie d'évaluation des effets (section 5).

Considérant l'application des mesures d'atténuation, il n'y a pas d'effets résiduels anticipés pour certaines CV, soit :

- les ressources patrimoniales;
- les ressources paléontologiques;
- l'utilisation des terres et des ressources à des fins traditionnelles.

Bien que des effets résiduels soient anticipés pour les 12 autres CV, aucun effet considéré comme important ou significatif selon les dispositions de la LCEE n'est appréhendé. La très grande majorité des effets anticipés surviendra en période de construction du pipeline. Les effets qui se poursuivront en période d'exploitation concernent principalement les effets attribuables au déboisement complet à effectuer à l'intérieur des limites de l'emprise permanente et ceux anticipés aux stations de pompage et de comptage aux points de livraison.

Le tableau 6-6 expose un bilan de la caractérisation des effets résiduels du Projet.

Tableau 6-6 Bilan des effets résiduels anticipés

Composantes et effets résiduels	Caractéristiques des effets résiduels							Importance	Fiabilité des prévisions	Probabilité d'effets significatifs
	Direction	Ampleur	Étendue géographique	Durée	Fréquence	Réversibilité	Contexte écologique et socioéconomique			
Environnement atmosphérique										
Modification temporaire de la qualité de l'air										
Construction	N	F	ZEL	C	U	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Environnement acoustique										
Changements dans l'environnement acoustique										
Construction	N	F	ZEL	C	MR	R	F	N	É	S.O.
Exploitation du pipeline	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Exploitation des stations de pompage et de comptage	N	F	ZEL	L	C	R	F	N	É	S.O.
Ressources en eau de surface										
Modification de la quantité d'eau de surface										
Construction du pipeline	N	F	ZEL	C	U	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F	ZEL	C	U	R	N	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Modification de la qualité de l'eau de surface										
Construction du pipeline	N	F	ZEL	C	U	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F	ZEL	C	U	R	N	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Tableau 6-6 Bilan des effets résiduels anticipés

Composantes et effets résiduels	Caractéristiques des effets résiduels							Importance	Fiabilité des prévisions	Probabilité d'effets significatifs
	Direction	Ampleur	Étendue géographique	Durée	Fréquence	Réversibilité	Contexte écologique et socioéconomique			
Ressources en eaux souterraines										
Modification de la quantité d'eau souterraine										
Construction	N	F	ZEL	C	U	R	S.O.	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Modification de la qualité de l'eau souterraine										
Construction	N	F	ZEL	C	U	R	S.O.	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Poisson et habitat du poisson										
Modification dans l'habitat du poisson										
Construction	N	F/M	ZEL	C	U/MI	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Modification dans les déplacements et la migration des poissons										
Construction	N	F	ZIP	C	U/MI	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Modification dans le taux de mortalité des poissons										
Construction du pipeline	N	F	ZEL	C	U/MI	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F/M	ZEL	C	U/MI	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Tableau 6-6 Bilan des effets résiduels anticipés

Composantes et effets résiduels	Caractéristiques des effets résiduels							Importance	Fiabilité des prévisions	Probabilité d'effets significatifs
	Direction	Ampleur	Étendue géographique	Durée	Fréquence	Réversibilité	Contexte écologique et socioéconomique			
Introduction de substances nocives										
Construction du pipeline	N	F	ZEL	C	U/MI	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F/M	ZEL	C	U/MI	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Sols et terrain										
Changement dans la qualité du sol										
Construction du pipeline	N	F	ZIP	C	U	R	É	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Perte de sol										
Construction	N	F	ZIP	L	U	I	É	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Végétation et milieux humides										
Changements dans les communautés floristiques indigènes										
Construction du pipeline	N	F	ZIP	M/L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F	ZIP	L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation du pipeline	N	F	ZIP	L	C	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation des stations de pompage et de comptage	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Tableau 6-6 Bilan des effets résiduels anticipés

Composantes et effets résiduels	Caractéristiques des effets résiduels							Importance	Fiabilité des prévisions	Probabilité d'effets significatifs
	Direction	Ampleur	Étendue géographique	Durée	Fréquence	Réversibilité	Contexte écologique et socioéconomique			
Perte ou perturbation des milieux humides										
Construction du pipeline	N	F	ZIP	M/L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F	ZIP	L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation du pipeline	N	F	ZIP	L	C	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation des stations de pompage et de comptage	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Changements dans les communautés écologiques d'intérêt pour la conservation										
Construction	N	F	ZIP	L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation du pipeline	N	F	ZIP	L	C	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation des stations de pompage et de comptage	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Changements dans les espèces floristiques d'intérêt pour la conservation										
Construction	N	F/M	ZIP	L	U	I	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Faune et habitat faunique										
Changements dans la disponibilité de l'habitat										
Construction du pipeline	N	M	ZEL	C/M/L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	M	ZEL	L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation du pipeline	N	M	ZEL	L	C/MI	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation des stations de pompage et de comptage	N	M	ZEL	L	C	R	F/M	N	É	S.O.

Tableau 6-6 Bilan des effets résiduels anticipés

Composantes et effets résiduels	Caractéristiques des effets résiduels							Importance	Fiabilité des prévisions	Probabilité d'effets significatifs
	Direction	Ampleur	Étendue géographique	Durée	Fréquence	Réversibilité	Contexte écologique et socioéconomique			
Changements dans la connectivité des habitats										
Construction du pipeline	N	F/M	ZEL	C/M/L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F/M	ZEL	L	U	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation du pipeline	N	F/M	ZEL	L	C/MI	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation des stations de pompage et de comptage	N	F/M	ZEL	L	C	R	F/M	N	É	S.O.
Changements dans les risques de mortalité										
Construction	N	F	ZER	C	MI	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	N	F	ZEL	L	MI	R	F/M	N	É	S.O.
Changements aux résidences des espèces en péril										
Construction	N	F	ZEL	C	MI	R	F/M	N	É	S.O.
Exploitation du pipeline	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Exploitation des stations de pompage et de comptage	N	F	ZEL	L	C	R	F/M	N	É	S.O.
Changements à l'habitat essentiel des espèces en péril										
Construction	N	F	ZEL	L	U	R	F/M	N	M	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Occupation humaine et utilisation des ressources										
Perte temporaire ou permanente de l'utilisation de terres agricoles										
Construction du pipeline	N	F	ZIP	C	U	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F	ZIP	L	U	I	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Tableau 6-6 Bilan des effets résiduels anticipés

Composantes et effets résiduels	Caractéristiques des effets résiduels							Importance	Fiabilité des prévisions	Probabilité d'effets significatifs
	Direction	Ampleur	Étendue géographique	Durée	Fréquence	Réversibilité	Contexte écologique et socioéconomique			
Perte temporaire ou permanente d'aires destinées à la récolte du bois										
Construction	N	F	ZIP	L	U	I	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Perte temporaire ou permanente de terres affectées à des activités commerciales et industrielles										
Construction du pipeline	N	F	ZIP	C	U	R	F/M	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F	ZIP	L	U	I	F/M	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Perte temporaire ou permanente d'espaces réservés à la pêche, à la chasse et au piégeage										
Construction du pipeline	N	F	ZEL	C	U	R	N	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F	ZEL	L	U	I	N	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Perte temporaire ou permanente de l'utilisation d'espaces récréatifs										
Construction du pipeline	N	F	ZIP	C	U	R	N	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	N	F	ZIP	L	U	I	N	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Interruption temporaire de la navigation de plaisance										
Construction du pipeline	N	F	ZEL	C	U	R	N	N	É	S.O.
Construction des stations de pompage et de comptage	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Tableau 6-6 Bilan des effets résiduels anticipés

Composantes et effets résiduels	Caractéristiques des effets résiduels							Importance	Fiabilité des prévisions	Probabilité d'effets significatifs
	Direction	Ampleur	Étendue géographique	Durée	Fréquence	Réversibilité	Contexte écologique et socioéconomique			
Infrastructures et services										
Augmentation de la demande d'hébergement										
Construction	P	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Augmentation de la demande sur les services communautaires										
Construction	N	F	ZEL	C	U/MI	R	F	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Augmentation de la demande sur les infrastructures de transport										
Construction	N	F	ZEL	C	U/C	R	F	N	É	S.O.
Exploitation	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
NOTE :										
¹ Lorsque la caractérisation des effets résiduels est la même pour toutes les composantes de Projet, elles ont été regroupées sous une ligne, tandis que lorsque cette dernière est différente, la composante du Projet pour laquelle l'effet résiduel est caractérisé est mentionnée.										
Légende										
Direction		Étendue géographique			Fréquence			Contexte écologique et socioéconomique		
P	Positive	ZIP	Zone d'implantation du Projet		U	Événement unique		N	Négligeable ou limité	
M	Mixte	ZEL	Zone d'étude locale		MI	Événement multiple irrégulier		F	Faible	
N	Négative	ZER	Zone d'étude régionale		MR	Événement multiple régulier		M	Modéré	
Nt	Neutre	Durée			C	Événement continu		E	Élevé	
Ampleur		C	Court terme		Importance			Fiabilité des prévisions		
F	Faible	M	Moyen terme		S	Significatif		F	Faible	
M	Modérée	L	Long terme		N	Non significatif		M	Modérée	
É	Élevée				Réversibilité			E	Élevée	
					R	Réversible		S.O.	Sans objet	
					I	Irréversible				

6.5 Effets cumulatifs

6.5.1 Activités concrètes considérées et potentiel d'interactions

Le tableau 6-7 expose les autres activités concrètes dont la réalisation est certaine ou raisonnablement prévisible dans la ZER et le potentiel d'interactions avec les CV du Projet.

Tableau 6-7 Activités concrètes et potentiel d'interactions

Activités concrètes	Composantes valorisées							
	Ressources en eau de surface	Ressources en eaux souterraines	Poisson et habitat du poisson	Potentiel des sols	Végétation et milieux humides	Faune et habitat faunique	Occupation humaine et utilisation des ressources	Infrastructures et services
Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 d'Enbridge*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
MTQ - Construction de la voie de contournement de Saint-Lin–Laurentides	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
Agence métropolitaine de transport - Train de l'Est*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	S.O.	S.O.
MTQ – Autoroute 19 - Parachèvement	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
MTQ – Réparation du pont Le Gardeur entre Repentigny et Montréal	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	S.O.	S.O.
MTQ - Prolongement de l'autoroute 20 entre Cacouna et Rimouski	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
MTQ - Route 185 - Réaménagement de la route en autoroute*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
HQ - Poste de Saint-Jérôme à 120-25 kV	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	S.O.	S.O.
HQ - Poste de Blainville à 315-25 kV et ligne d'alimentation à 315 kV*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	S.O.	S.O.
HQ - Ligne à 120 kV Pierre-Le-Gardeur – Saint-Sulpice*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
HQ - Poste Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
HQ - Ligne de la Mauricie-Lanaudière à 315 kV*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
HQ - Ligne à 735 kV reliant le poste de la Chamouchouane au poste du Bout-de-l'Île	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
HQ - Ajout d'équipements au poste du Bout-de-l'Île et réagencement de lignes (Montréal)	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	S.O.	S.O.
HQ - Nouveau poste Bélanger à 315-120-25 kV et ligne d'alimentation à 315 kV (Montréal)*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
HQ - Poste Henri-Bourassa à 315-25 kV (Montréal)	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
HQ - Reconstruction du poste De Lorimier à 315-25 kV et lignes souterraines à 315 kV (Montréal)	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Tableau 6-7 Activités concrètes et potentiel d'interactions

Activités concrètes	Composantes valorisées							
	Ressources en eau de surface	Ressources en eaux souterraines	Poisson et habitat du poisson	Potentiel des sols	Végétation et milieux humides	Faune et habitat faunique	Occupation humaine et utilisation des ressources	Infrastructures et services
HQ - Poste Fleury à 315-25 kV et ligne d'alimentation à 315 kV (Montréal)	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
HQ - Poste Duchesnay à 315-25 kV et ligne d'alimentation à 315 kV (Pont-Rouge)	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
Éoliennes Témiscouata S.E.C (MRC de Témiscouata / Boralex) - Parc éolien de Témiscouata I (25 MW)*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
Boralex - Parc éolien Témiscouata II (51,7 MW)*	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	✓	✓	✓	S.O.
Notes : * Les projets marqués d'un astérisque ont été achevés ou mis en service depuis le dépôt de l'EES, en octobre 2014, et de ses mises à jour subséquentes. ✓ Indique que les effets du Projet peuvent potentiellement agir de façon cumulative avec les effets d'autres activités concrètes. S.O. Indique que les effets du Projet n'agissent pas de façon cumulative avec les effets d'autres activités concrètes (sans objet).								

6.5.2 Bilan

Parmi les 21 projets identifiés dans la ZER, dont la réalisation est certaine ou relativement prévisible, peu auront des effets résiduels sur les CV considérées dans le cadre du Projet. Par ailleurs, en fonction de leur localisation géographique et de leur calendrier de réalisation, le potentiel d'interaction temporelle ou spatiale est limité.

En matière de gaz à effet de serre (GES), la démarche d'évaluation des émissions de GES liées au Projet consiste à évaluer le Projet dans son ensemble. Cette démarche vise à reconnaître que les émissions de GES découlant du Projet auront un effet cumulatif dans l'atmosphère à l'échelle planétaire. Un résumé des résultats de l'évaluation des émissions de GES est présenté à la section 6.5.3.

Sur la base de l'évaluation effectuée, les principaux effets cumulatifs liés au Projet toucheront :

- la végétation et les milieux humides :
 - perte cumulative (par le grignotage) de milieux boisés, de végétation indigène et de milieux humides;
 - introduction ou propagation d'espèces floristiques exotiques envahissantes.
- la faune et l'habitat faunique :
 - perte progressive d'habitat;
 - fragmentation accentuée des habitats.

- l'occupation humaine et utilisation des ressources :
 - perte (par le grignotage) de milieux agricoles ou boisés.

6.5.3 Gaz à effet de serre

Les émissions provinciales, nationales et mondiales de GES pour la période de 2005 à 2013 sont présentées dans le tableau 6-8. Les émissions mondiales de GES ont été estimées à 44,8 milliards de tonnes d'éq. CO₂ en 2012. Par conséquent, la contribution du Canada aux émissions mondiales de GES en 2012 a été de 1,6%.

Tableau 6-8 Émissions de GES (kt d'éq. CO₂) – 2005 à 2013

Région	2005	2009	2010	2011	2012	2013
Mondiales ¹	38 696 545	40 956 547	42 669 718	43 816 734	44 815 500	n.d.
Canada	749 000	699 000	707 000	709 000	715 000	726 000
Alberta	234 000	235 000	243 000	247 000	258 000	267 000
Saskatchewan	69 500	70 200	69 800	69 200	71 700	74 800
Manitoba	20 700	19 900	19 600	19 400	20 700	21 400
Ontario	211 000	171 000	178 000	175 000	171 000	171 000
Québec	90 200	87 600	82 700	84 200	81 600	82 600
Nouveau-Brunswick	20 600	18 700	18 700	18 800	16 900	15 700
Notes : n.d. Non disponible ¹ Regroupe les pays qui déclarent des émissions de GES. Seules les provinces où se trouve une partie du Projet sont illustrées dans le tableau. Cependant, le total national inclut la totalité des provinces et des territoires. Les années 2005, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013 sont présentées puisqu'il s'agit des données fournies dans le plus récent rapport d'inventaire national (Environnement Canada, 2015).						
Sources : Environnement Canada, 2015; WRI, 2015						

Les effets potentiels sont évalués pour l'ensemble du Projet et sont liés à la construction et à l'exploitation de l'oléoduc, des stations de pompage, des terminaux de réservoirs et du terminal maritime. Les émissions liées au Projet incluent les émissions générées en cours de construction par la combustion du carburant utilisé pour l'équipement de construction et celles liées à la purge du gaz naturel durant les activités de conversion.

Le tableau 6-9 expose des estimations des émissions de GES liées aux travaux de construction du Projet. Pendant la construction, le projet est considéré comme un émetteur moyennement important, ce qui correspond à des émissions entre 50 et 1 080 kt d'éq. CO₂ annuellement.

Tableau 6-9 Émissions de GES (kt éq. CO₂/année) anticipées lors de la construction

Source de GES	Stations de pompage	Oléoduc	Terminaux	Total annuel	Total période de construction
Alberta	3	24	5	32	84
Saskatchewan	8	1	4	13	32
Manitoba	6	10	S.O.	16	39
Ontario	20	18	S.O.	38	97
Québec	7	62	15	84	215
Nouveau- Brunswick	3	35	22	60	155
Total	47	150	46	243	622

Notes : S.O. sans objet (source inexistante pour la province visée)
 Les émissions annuelles totales sont calculées en divisant la somme des émissions pour la période de construction par environ 2,58 années.
 Les totaux ci-dessus pour le Projet, dont le Québec, n'ont pas été actualisés à la suite des modifications apportées aux composantes de Projet telles que présentées dans les mises à jour de l'EES, dont le retrait du complexe de terminal maritime de Cacouna. Au Québec, il y aura une diminution des émissions de GES en construction, mais les estimations des émissions de GES pour la construction pour l'ensemble du Projet

Les émissions fugitives de GES provenant de l'exploitation du pipeline dans toutes les provinces sont estimées à 8,6 kt d'éq. CO₂ par année d'après la longueur du pipeline, la quantité de pétrole qui doit être transportée chaque année ainsi que les facteurs d'émission présentés dans un document d'information du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) (GIEC, 2000).

Les estimations des rejets de GES provenant de la combustion du gaz naturel aux 8 stations de pompage (situées en Ontario) dotées de génératrices à turbine à gaz sont estimées à 282 kt d'éq. CO₂ par année. Outre le pipeline et les stations de pompage, les terminaux de réservoirs associés au Projet, le terminal maritime à Saint John et le transport maritime sont les autres sources de GES associées au Projet. Pendant l'exploitation du Projet, un total de 440 kt d'éq. CO₂ par année seront générées. Les émissions émanant du Projet pendant l'exploitation sont présentées par province dans le tableau 6-10.

Tableau 6-10 Émissions par province durant la phase d'exploitation

Province	Émissions du Projet (kt d'éq. CO ₂ /année)	Émissions (2013, kt d'éq CO ₂ /année.)	Pourcentage du total provincial/national (%)
Émissions d'origine terrestre (émissions fugitives du pipeline, des génératrices à turbine à gaz, des réservoirs et du terminal maritime)			
Alberta	0,6	267 000	0,0002
Saskatchewan	1,2	74 800	0,002
Manitoba	0,9	21 400	0,004
Ontario	286	171 000	0,2
Québec	2	82 600	0,002
Nouveau-Brunswick	110	15 700	0,7
Émissions d'origine maritime (navires à quai et navigation maritime)			
Nouveau-Brunswick	39	15 700	0,25
Total des émissions	440	726 000 (Canada)	0,06

Notes : Les émissions pour les provinces et le Canada (colonne 2) proviennent d'Environnement Canada, 2015.
 Le total des émissions pour le Canada comprend les émissions de l'ensemble des provinces canadiennes et pas uniquement celles des provinces touchées par le Projet.

La contribution des émissions du Projet aux émissions provinciales varie de 0,0002 % à 0,7 % annuellement (tableau 6-10). Le total annuel pour le Projet est de 0,06 % des émissions nationales par rapport aux niveaux de 2013, et de 0,001 % des émissions totales mondiales par rapport aux niveaux de 2012.

On estime que le Projet sera un émetteur moyennement important (440 kt d'éq. CO₂ par année). Par conséquent, un plan de gestion des GES sera élaboré. La gestion des GES pendant les travaux de construction fera partie du PPE pour le Projet. Les mesures d'atténuation décrites dans l'EES s'appliqueront.

Dans un contexte mondial, l'apport du Projet sera faible (0,001 %) et il ne contribuerait pas de façon mesurable à un changement climatique.

7 ACCIDENTS ET DÉFAILLANCES

7.1 Préambule

La présente section se veut un aperçu de l'information relative à l'évaluation des accidents et défaillances potentiels liés au Projet, comme présentée dans l'EES du Projet déposée auprès de l'ONÉ. Les principaux documents relatifs aux accidents et défaillances élaborés par Énergie Est et utilisés pour cet aperçu sont :

- Sections 1 à 8 du Volume 6 : Accidents et défaillances de l'EES d'octobre 2014;
- Rapport de données techniques : Accidents et défaillance (voir le Rapport supplémentaire n° 1, EES Volume 11, janvier 2015);
- Annexe Volume 1 – Évaluation des risques et annexes Volumes 1-1, 1-2 et 1-3 (voir le Rapport supplémentaire n° 5, décembre 2015);
- Addenda au Volume 6 – Accidents et défaillances présenté au Volume 13C (voir le Rapport supplémentaire n° 5, décembre 2015).

7.2 Mise en contexte

En plus de l'évaluation des effets spécifiques au Projet, l'article 19 paragraphe (1) a) de la LCEE 2012 prévoit que l'EES tienne compte des effets des accidents, des défaillances et des événements imprévus que le Projet est susceptible de causer.

Cette prise en compte vise à :

- identifier les risques relatifs aux accidents, défaillances et événements imprévus pouvant découler de la construction et de l'exploitation du Projet;
- évaluer les risques potentiels;
- établir une assise de départ pour l'élaboration de la planification des mesures d'urgence et son intégration éventuelle dans le système de gestion de la planification des immobilisations et le système de gestion des actifs.

7.3 Accidents et défaillances durant la construction

Les accidents et les défaillances pendant la construction du pipeline peuvent perturber les ressources biophysiques le long du tracé du Projet, y compris les sols, les eaux souterraines, les eaux de surface, les milieux humides, la végétation et la faune aquatique et terrestre.

Les déversements potentiels sont généralement mineurs (quelques litres) et se produisent au moment du ravitaillement en carburant ou en raison de fuites de la machinerie ou de ruptures de tuyauterie (tuyaux

hydrauliques). Ces déversements sont généralement localisés et rapidement nettoyés par des équipes sur les lieux à l'aide de matériel et d'équipement standard.

La prévention des déversements de matières dangereuses est la priorité d'Énergie Est, suivie par la préparation et la restauration en cas de déversement. Les plans de gestion des produits chimiques et des déchets prévus dans le PPE (se reporter à la section 8) présentent les mesures de prévention des déversements pour tous les employés et les entrepreneurs. Le plan fournit des directives visant la protection de l'environnement relatives à l'achat, à la manipulation, à l'entreposage et à la disposition des produits chimiques et des déchets. La mise en œuvre de ce plan réduira la probabilité de déversements de matières potentiellement dangereuses dans l'environnement.

7.4 Accidents et défaillances durant l'exploitation

7.4.1 Identification des risques

L'identification des risques tient compte des types de pétrole brut qui seront transportés dont le léger, le synthétique et le bitume dilué ainsi que la fréquence des principaux dangers naturels ou anthropiques susceptibles de menacer l'intégrité du pipeline.

7.4.1.1 Pétroles bruts représentatifs considérés

Différents pétroles bruts seront transportés dans le cadre du Projet. Ceux-ci peuvent être classés en trois grandes catégories : le pétrole brut léger, le pétrole brut synthétique et le bitume dilué.

Les pétroles bruts sont des mélanges complexes, constitués de centaines de composés organiques et inorganiques. Les propriétés telles que la solubilité, la volatilité, la toxicité, la persistance, la viscosité et la densité de ces composés qui influent sur le comportement et le devenir de ces composés dans l'environnement, diffèrent grandement. Pour bien comprendre les conséquences liées à la présence de pétrole brut dans l'environnement à la suite d'un déversement accidentel, il est important de bien déterminer les composants d'intérêt qui caractérisent le comportement, le devenir et la toxicité environnementale du pétrole brut.

Les hydrocarbures aromatiques qu'on retrouve dans le pétrole brut comprennent les composés de benzène, de toluène, d'éthylbenzène et de xylène (BTEX). Même s'ils ne représentent chacun qu'une fraction (environ 0,6 à 3,3 %) du volume total du pétrole, ils sont parmi les composés les plus toxiques, volatils, solubles et mobiles du pétrole brut. Le benzène est habituellement choisi comme indice de référence pour l'évaluation des effets potentiels aigus parce qu'il présente la solubilité la plus élevée, le critère le plus strict relativement à la teneur dans l'eau potable, et parce qu'il est l'hydrocarbure aromatique le plus toxique pour le biote aquatique.

Le naphthalène, hydrocarbure aromatique polycyclique (HAP), figure aussi parmi les composés d'intérêt en raison de sa persistance dans l'environnement. L'exposition à long terme à certains HAP a été liée à de possibles causes du cancer, à des mutations génétiques et à des déficiences congénitales. Le naphthalène est le HAP le plus soluble du pétrole brut, donc le plus mobile dans l'environnement.

Selon les renseignements provisoires fournis par les expéditeurs potentiels, Énergie Est a ciblé trois pétroles bruts représentatifs du spectre des pétroles qui pourraient être transportés: le pétrole brut de Bakken, le mélange synthétique Husky et le Western Canadian Select.

Pétrole brut léger – pétrole brut de Bakken

Le pétrole brut de la région de Bakken se distingue par sa forte proportion d'hydrocarbures légers et sa faible teneur en constituants lourds. De plus, le pétrole brut de Bakken contient peu de soufre; il est par conséquent classé comme un pétrole brut non corrosif. Les pétroles à faible viscosité comme le brut de Bakken forment un film très mince à la surface de l'eau, ce qui augmente leur exposition à l'environnement, et par conséquent, aux processus d'altération comme l'évaporation, la dispersion et la photodégradation. Comparativement à d'autres pétroles bruts représentatifs, le pétrole brut de Bakken contient une forte proportion d'alcanes à chaîne linéaire et de composés BTEX, ce qui est souhaitable pour la production de carburants à base de pétrole, mais qui peut causer des effets sur l'environnement en cas de déversement.

Pétrole synthétique – mélange synthétique Husky

Le bitume peut être partiellement raffiné pour créer du pétrole brut synthétique. Ce procédé permet de retirer du bitume un grand nombre de composés à forte masse moléculaire (les asphaltènes par exemple). Les propriétés du brut synthétique sont comparables aux pétroles bruts classiques de poids moyen. Les processus environnementaux, en cas de déversement, telle sa dispersion, son évaporation et son émulsification sont médians si on les compare à ceux du pétrole brut de Bakken et au Western Canadian Select. Étant donné que les concentrations de BTEX du mélange synthétique Husky varient de faibles à modérées, les effets environnementaux du brut synthétique Husky sont aussi moyens par rapport à ceux des deux autres pétroles bruts représentatifs.

Bitume dilué – Western Canadian Select

Le pétrole extrait des sables bitumineux de l'Alberta s'appelle du bitume. La viscosité du bitume est très élevée et sa consistance ressemble à celle du beurre d'arachide. Pour faciliter le transport du bitume par oléoduc, on le mélange avec un diluant (c'est-à-dire un hydrocarbure pétrolier plus léger comme un condensat ou un pétrole synthétique). En comparaison à des pétroles bruts plus légers, le Western Canadian Select contient moins de BTEX et une plus grande proportion de composés de forte masse moléculaire comme des asphaltènes. Les hydrocarbures de pétrole de masse moléculaire élevée sont beaucoup moins solubles et plus persistants dans l'environnement. Parce qu'il est plus visqueux que les pétroles bruts synthétiques et classiques légers, il se répand plus lentement sur le sol et à la surface de l'eau en cas de déversement. En raison de leur grande viscosité, les pétroles bruts lourds ne se dispersent pas autant ni aussi rapidement que les pétroles bruts légers.

7.4.1.2 Aperçu des principales menaces pour un pipeline

Plusieurs éléments naturels ou anthropiques peuvent constituer une menace à l'intégrité d'un pipeline.

Les menaces sont des dangers qui peuvent influencer sur l'intégrité du pipeline et des installations connexes telles que définies par la norme B31.8S (Gas Transmission and Piping Systems - 2014) de l'American

Society of Mechanical Engineers (ASME) et la norme 1160 API 1160 (Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines — 2013) de l’American Petroleum Institute (API).

Le tableau 7-1 expose un aperçu des principales menaces et des principales mesures d’atténuation permettant de réduire les risques et effets de ces menaces.

Tableau 7-1 Menaces et principales mesures d’atténuation pour le pipeline

Menace	Mesures d’atténuation	Description de la mesure
Corrosion externe	Revêtement externe résistant à la corrosion	Nouveau pipeline : époxy lié par fusion (ELF).
	Protection cathodique	Protection cathodique par courant imposé.
	Inspection interne	Les outils d’inspection interne font appel à différentes techniques pour mesurer les pertes de métal et déterminer les zones de corrosion potentielle.
Corrosion interne	Tarif sur l’eau et les sédiments	Limiter la quantité d’eau et de sédiments dans le pétrole brut à 0,5 % du poids pour réduire le potentiel de corrosion interne.
	Écoulement turbulent	Exploiter le pipeline dans des conditions d’écoulement turbulent afin d’éviter la stratification du pétrole et de l’eau.
	Inspection interne	Les outils d’inspection interne font appel à différentes techniques pour mesurer les pertes de métal et déterminer les zones de corrosion potentielle.
	Nettoyage interne	L’utilisation régulière d’instruments de nettoyage de pipeline permettra d’enlever l’accumulation de sédiments et d’eau, le cas échéant.
Fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC)	Revêtement externe résistant à la FCSC	Nouveau pipeline : ELF.
	Protection cathodique	Protection cathodique par courant imposé.
	Inspection interne	Les outils d’inspection interne font appel à différentes techniques pour mesurer la fissuration par corrosion sous contrainte des tronçons revêtus d’asphalte ou de polyéthylène en ruban.
Matériaux	Conception, inspection et essais	Utiliser une canalisation ayant été conçue et inspectée systématiquement à l’usine, durant le transport et les phases de la construction et de mise à l’essai, s’il y a lieu, afin de s’assurer que le nouveau pipeline est construit avec des matériaux de haute qualité.
	Inspection interne	Les outils d’inspection interne évalueront les soudures longitudinales des tronçons convertis soumis à l’analyse de la FCSC.
Soudage	Inspection non destructive des joints circulaires soudés	Nouveau pipeline : 100 % des joints seront inspectés.
	Essais hydrostatiques	Nouveau pipeline : toutes les canalisations seront soumises à un essai hydrostatique à un minimum de 125 % de la pression d’exploitation maximale (PEM) avant la mise en service.
Équipement	Inspection et exploitation	Les vannes seront inspectées et actionnées partiellement au moins une fois par année civile.
	Essais hydrostatiques	Tous les sous-ensembles seront soumis à un essai hydrostatique à l’usine de fabrication à un minimum de 125 % de la pression d’exploitation maximale (PEM).

Tableau 7-1 Menaces et principales mesures d'atténuation pour le pipeline

Menace	Mesures d'atténuation	Description de la mesure
Dommages liés à l'excavation	Profondeur d'enfouissement	Nouveau pipeline : profondeur d'enfouissement atteignant ou excédant les exigences réglementaires.
	Repères visuels du tracé du pipeline	Des repères visuels délimitent l'emprise du pipeline.
	Système d'appel unique	Le programme existant de sensibilisation du public pour localiser les ouvrages souterrains et informer les exploitants du pipeline que des travaux d'excavation sont en cours à proximité.
Dommages liés à l'excavation	Canadian Common Ground Alliance (CGA)	Respect des meilleures pratiques de la CGA.
	Patrouilles aériennes régulières	Patrouilles aériennes régulières (aux deux semaines) afin de déceler l'excavation ou la perturbation du sol à proximité du pipeline.
	Cooccupation (partage ou juxtaposition d'emprise)	Le pipeline est situé dans un corridor comprenant plusieurs pipelines à de nombreux emplacements.
	Info-Excavation	Énergie Est participera au programme de prévention des dommages Info-Excavation.
Fausses manœuvres	Protection contre la surpression	Le pipeline sera protégé contre la surpression jusqu'à 110 % de la PEM.
	Système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA)	Emploi d'un système SCADA et mise en œuvre d'une formation appropriée sur la gestion des alarmes et les interventions.
	Conformité à la norme CSA Z662-15 et au règlement sur les pipelines terrestres de l'ONÉ pour la gestion de processus du réseau	Mise en œuvre d'un système de gestion pour s'assurer que les employés ont les qualifications, la formation et l'expérience nécessaires à l'exécution de leurs tâches respectives.
Éléments naturels ¹	Matériaux et technologies du pipeline qui atteignent ou excèdent les normes et les règlements applicables de l'industrie	Les canalisations sont conformes aux normes et aux règlements applicables de l'industrie.
	Reconnaissance et détection des risques	Reconnaissance aérienne et au sol. Évaluation des risques pour déterminer les sites nécessitant des mesures d'atténuation particulières.
Autres éléments extérieurs	Matériaux et technologies du pipeline qui atteignent ou excèdent les normes et les règlements applicables de l'industrie	Les canalisations sont conformes aux normes et aux règlements applicables de l'industrie.
Note : ¹ Les éléments naturels sont mentionnés dans la demande auprès de l'ONÉ, Volume 5, Évaluation technique, à l'intérieur de l'évaluation des risques liés au climat et aux éléments naturels (géotechniques) où des mesures de conception et d'atténuation additionnelles sont étudiées.		

7.4.1.3 Fréquence des incidents et facteurs de modification

La fréquence des incidents de référence a été déterminée, pour les différentes menaces identifiées, à partir des données de l'industrie (c.-à-d. de l'ONÉ et de la Pipeline and Hazardous Material Safety Administration [PHMSA]), qui ont été ajustées pour tenir compte des conditions particulières du Projet et des sites, et des technologies et des pratiques améliorées utilisées sur les pipelines modernes qui ne sont pas représentés actuellement dans les fréquences des incidents historiques.

En ajustant la fréquence des incidents de référence de façon à tenir compte de l'amélioration des technologies et des pratiques, l'analyse offre une approximation plus précise de la fréquence des incidents attendue que la fréquence de référence de la PHMSA non modifiée. Le tableau 7-2 expose la fréquence des incidents modifiée et les intervalles d'apparition par kilomètre de pipeline pour les principales menaces identifiées.

Tableau 7-2 Fréquence des incidents modifiée et intervalles d'apparition

Principales menaces	Fréquence des incidents de référence (incidents/km-an ¹)	Fréquence des incidents modifiée (incidents/km-an ¹)	Intervalle d'apparition par km (années)
Corrosion et FCSC	2,74E-04	1,64E-05	60 849
Matériaux, soudage et équipement	4,6E-04	4,60E-05	21 718
Dommmages liés à l'excavation	1,18E-04	5,90E-06	169 404
Fausses manœuvres	1,17E-04	5,84E-05	17 112
Éléments naturels	4,84E-05	4,84E-05	20 659
Autres éléments extérieurs	1,77E-05	1,77E-05	56 468
Toutes les autres causes	1,45E-04	1,45E-04	6 886
Cumulatif	0,00118	0,00034	2 957
Note: ¹ Dans le cas du nouveau pipeline, l'ajustement de la fréquence des incidents altère la fréquence totale des incidents par un facteur de 3,49 par rapport au taux d'incidents de référence initial.			

Bien qu'on ne puisse pas prédire l'avenir avec certitude, il est possible de se baser sur la fréquence des événements historiques pour faire une évaluation prudente (surestimation) du nombre d'événements qui pourraient se produire sur une période donnée. L'analyse de la fréquence des déversements faite à partir des données disponibles de la PHMSA a généré un facteur modéré de fréquence des incidents de 0,00034 incident/km-année pour le nouveau pipeline, ce qui équivaut à 0,22 déversement par année ou moins pour les 648 km de pipeline au Québec.

L'examen des données de la PHMSA (de 2002 à 2014) indique que la majorité des déversements actuels des pipelines sont relativement petits. Cinquante pour cent des déversements de pipeline sont inférieurs ou égaux à 4 barils. Dans 80 % des cas, le volume de déversement était inférieur ou égal à 50 barils. Dans 84 % des cas, le volume de déversement était inférieur ou égal à 100 barils. Dans 95 % des cas, le volume de déversement était inférieur ou égal à 1 000 barils. Les déversements de 10 000 barils et plus comptent pour 0,5 % des cas. Ces données démontrent que la plupart des déversements de pipeline sont peu importants et que les déversements d'envergure, de 10 000 barils ou plus, sont peu fréquents.

7.4.2 Évaluation des risques

7.4.2.1 Propagation du pétrole dans l'environnement et conséquences

Une évaluation des conséquences potentielles liées à un déversement accidentel de pétrole brut sur les différents récepteurs de l'environnement a été effectuée. L'ampleur des conséquences sur ces récepteurs environnementaux varie en fonction de différents facteurs, dont : la quantité de pétrole déversée, l'étendue du déversement, le type de pétrole brut répandu, le climat et les conditions météorologiques ainsi que les tactiques d'intervention employées.

L'évaluation détaillée est présentée dans la section 3 du Volume 6 de l'EES (octobre 2014). Un bref aperçu du mode de propagation du pétrole dans les principaux récepteurs environnementaux considérés et des conséquences appréhendées est présenté ci-après.

Sol

Comme le nouveau pipeline sera enfoui dans le sol, le pétrole brut pourrait, en cas de déversement, être adsorbé dans le sol et le contaminer. Les déversements à la surface du sol ont tendance à se disperser lentement, notamment en présence de couvert végétal, ce qui permet de procéder rapidement à des interventions d'urgence et de nettoyage visant à atténuer les effets sur les récepteurs potentiels. La propagation latérale se stabiliserait généralement au bout d'une période assez courte. Une propagation verticale vers le bas aurait lieu au début du déversement à un taux déterminé par la perméabilité du sol. Le principal effet d'un déversement sur le sol serait la dégradation de sa qualité. L'ampleur, l'étendue et la durée des effets dépendraient de l'emplacement et de l'étendue du déversement. Conformément à la réglementation applicable, Énergie Est serait responsable du nettoyage des sols contaminés et aurait l'obligation d'atteindre les niveaux de nettoyage suffisants afin de respecter les critères de qualité établis.

Eaux souterraines

Des aquifères sont présents sous le futur pipeline. La vulnérabilité de ces aquifères dépend de la profondeur des eaux souterraines et de la perméabilité des sols qui les recouvrent. Selon les propriétés des sols, la profondeur des eaux souterraines et la quantité de pétrole brut déversée dans la zone non saturée, le pétrole brut pourrait, en cas de déversement, causer la contamination localisée des eaux souterraines. Le panache aurait tendance à se propager latéralement dans le sens d'écoulement des eaux souterraines. Les constituants dissous se propagent plus lentement que les eaux souterraines en raison de leur adhérence partielle aux particules du sol et de la dégradation naturelle.

Contrairement aux composés à haute persistance environnementale (p. ex. les métaux lourds, les pesticides et les solvants chlorés), les constituants dissous qui seraient présents dans une zone perturbée se stabiliseraient avec le temps en raison des processus de dégradation naturelle. La biodégradation métabolique des micro-organismes naturellement présents est souvent un mécanisme efficace de réduction du volume de pétrole brut et de ses constituants. La dégradation naturelle réduit les composés les plus toxiques en sous-produits métaboliques non toxiques, généralement du dioxyde de carbone et de l'eau. Des enquêtes sur le terrain de plus de 600 sites historiques de déversements d'hydrocarbures pétroliers indiquent que la propagation des constituants dissous se stabilise généralement à moins de 100 mètres de la zone source du déversement de pétrole brut (Newell et Conner, 1998; US Geological Survey [USGS], 1998).

Eaux de surface

Comme le pipeline franchirait un nombre important de cours d'eau, le pétrole brut pourrait, en cas de déversement, être libéré dans les eaux de surface.

L'un des effets d'un déversement dans une rivière ou un ruisseau serait une dégradation temporaire de la qualité de l'eau. L'étendue des effets dépendrait de l'importance du déversement, de la largeur et de la profondeur du cours d'eau, de son débit et des conditions météorologiques.

Les composés d'intérêt ont une persistance environnementale relativement faible. Leurs concentrations chutent normalement quelques jours après un déversement. Néanmoins, les cours d'eau en amont des prises d'eau potable représentent des ressources environnementales vulnérables et pourraient être perturbés temporairement par un déversement de pétrole brut.

Les propriétés chimiques et physiques des pétroles bruts et de leurs constituants influent sur leur devenir dans l'eau. Le bitume dilué, le pétrole brut synthétique et les autres pétroles bruts commencent par flotter à la surface de l'eau. Cependant, après un certain temps, les composés volatils de poids léger s'évaporent, laissant derrière eux les constituants lourds ayant un poids moléculaire plus élevé.

Les résultats d'une analyse d'un déversement théorique d'une durée d'une heure suggèrent que dans la plupart des cas, il y aurait dépassement des critères pour le benzène. Les concentrations de naphthalène dans le pétrole brut sont beaucoup plus basses, et par conséquent, il serait peu probable de dépasser les critères relatifs au naphthalène en cas de déversement.

S'il n'est pas retiré du cours d'eau, le pétrole brut résiduel qui ne se biodégrade pas ou ne s'oxyde pas peut demeurer submergé ou couler au fond de la colonne d'eau et s'incorporer aux sédiments. L'écoulement du pétrole vers le fond des cours d'eau est plus susceptible de se produire avec les pétroles lourds. Des techniques de récupération du pétrole submergé ou ayant coulé au fond ont été mises au point et de nombreuses techniques d'atténuation conventionnelles et non conventionnelles se sont révélées efficaces dans le cas des déversements en eau douce.

Milieux humides

Tel qu'exposé à la section 6 de l'aperçu des effets du Projet, des milieux humides seront traversés par le tracé de l'oléoduc projeté. Ainsi, le pétrole brut pourrait, en cas de déversement, être libéré dans des milieux humides. L'absence d'écoulement de surface dans certains milieux humides limiterait le mouvement du pétrole brut. En présence d'eau de surface, le déversement se répandrait latéralement sur la surface de l'eau et se verrait plus facilement, notamment lors de la surveillance de l'emprise de l'oléoduc.

Les effets d'un déversement dans un milieu humide seraient une dégradation temporaire du milieu ainsi que des effets sur la végétation et la faune. Par ailleurs, les efforts d'intervention et de restauration dans un milieu humide risquent de causer des effets néfastes supplémentaires en raison des perturbations liées à la présence d'équipement de nettoyage.

Végétation

Le pétrole brut qui se retrouverait à la surface du sol, en cas de déversement, pourrait produire des effets localisés sur les communautés végétales. Lorsque le pétrole brut pénètre en concentrations suffisamment élevées dans la zone racinaire, il peut inhiber la respiration et l'absorption de nutriments des plantes. Les hydrocarbures de pétrole peuvent aussi perturber la flore au niveau toxicologique en inhibant la germination des graines et l'élongation des racines, bien que ces effets soient généralement limités aux sols à forte concentration en hydrocarbures de pétrole (Tang et al., 2011).

Faune aquatique et terrestre

Advenant un déversement, le pétrole brut pourrait causer la mortalité de poissons ou entraîner des effets néfastes physiques et physiologiques, aigus et chroniques.

Par ailleurs, l'exposition au pétrole brut pourrait provoquer des troubles des branchies et du foie, l'usure de la nageoire caudale, des maladies de la nageoire caudale et une baisse de l'efficacité de la nage chez les poissons d'eau douce (Woodward et al., 1983, et Giari et al., 2012).

Une autre préoccupation en ce qui concerne les poissons est la possibilité que la consommation de poisson contaminé représente un risque pour la santé humaine. En cas de déversement de pétrole, la concentration de contaminants dans la chair du poisson sera analysée dans le cadre de l'évaluation des effets sur la santé humaine. Étant donné que les BTEX et le naphthalène ont seulement un potentiel de bioaccumulation de faible à modéré, les concentrations de ces composants dans les poissons ne devraient pas avoir d'incidence sur la santé humaine.

Il est reconnu que les amphibiens sont sensibles à la présence de polluants aquatiques, car ils grandissent et se développent dans les eaux de surface, ont des branchies (à l'état de larves et durant la phase juvénile), une peau très perméable et un cycle de vie complexe régulé par des voies hormonales sensibles. Le pétrole brut pourrait causer des effets toxiques sur les amphibiens principalement lorsqu'ils sont exposés aux HAP et aux acides naphthéniques (AN). Les effets aigus ou chroniques sur le taux de croissance et de développement, la taille au moment de la métamorphose et la mobilité peuvent finalement avoir des conséquences sur l'adaptation des individus durant le stade actuel ou les stades de développement ultérieurs (Schaub et Larsen, 1978; Reading et Clarke, 1999; Morey et Reznick, 2001).

Les mammifères semi-aquatiques (p. ex. le vison, la loutre de rivière, le castor) pourraient subir des effets létaux et sub-létaux s'ils étaient exposés au pétrole. Lorsque la surface du pelage est enduite d'hydrocarbures, la capacité thermorégulatrice du pelage est réduite, ce qui peut entraîner la mort par hypothermie (Hurst et Oritsland, 1982; Lipscomb et al., 1996; McEwan et al., 1974; Williams et al., 1988). Dans le cas d'inhalation d'émanations, d'ingestion de pétrole ou d'absorption cutanée, les mammifères peuvent subir des dommages physiologiques mortels (Peterson et al., 2003). Les effets indirects du déversement d'hydrocarbures sur les mammifères semi-aquatiques sont de nature variée et peuvent découler des changements dans la qualité de l'habitat et dans la disponibilité de la nourriture.

7.4.2.2 Site d'intérêt

Afin d'évaluer de façon précise les risques liés au Projet sur certains des récepteurs environnementaux sensibles, Énergie Est a identifié différents sites d'intérêt pour lesquels une description qualitative et une modélisation quantitative du risque ont été réalisées. Ces sites d'intérêt ont été analysés individuellement afin d'établir, pour ce qui est du pétrole brut, les diverses tendances quant à l'évolution dans l'environnement, à la propagation et aux effets. L'évaluation des risques aux sites d'intérêts considérés est présentée dans la section 4 du Volume 6 de l'EES (octobre 2014).

7.4.2.3 Scénarios de défaillance et d'accident vraisemblables les plus défavorables

Énergie Est a aussi entrepris une évaluation des risques liés aux scénarios de défaillance et d'accident « vraisemblables les plus défavorables » qui pourraient avoir des conséquences importantes. L'évaluation des risques et l'estimation des coûts d'intervention d'urgence liés aux scénarios de défaillance et d'accident « vraisemblables les plus défavorables » pour le pipeline sont présentés dans le volume 1 du rapport supplémentaire n° 5 (décembre 2015) et les principaux documents à l'appui (Annexe Vol 1-1, 1-2 et 1-3).

7.4.3 Sécurité du pipeline

7.4.3.1 Transport du pétrole brut

L'augmentation de la production de pétrole brut au Canada a entraîné une augmentation de la demande pour son transport. Les trains, les camions, les navires-citernes et les pipelines constituent les quatre principaux modes de transport pour le pétrole brut. L'analyse des différents modes de transport effectuée dans le cadre de l'EES, démontre que les pipelines représentent le mode de transport terrestre du pétrole brut le plus sécuritaire et le plus économique par rapport au transport par train ou par camion (Tableau 7-1 section 7, Volume 6 : Accidents et défaillance de l'EES).

7.4.3.2 Mesures de sécurité pour le pipeline

Plusieurs mesures de sécurité font partie intégrante de la conception, la construction et l'exploitation du Projet afin de réduire les risques d'accident ou de défaillance au minimum. Les normes, les spécifications et les meilleures pratiques de l'industrie en matière de sécurité seront privilégiées par Énergie Est pour la conception, la construction et l'exploitation du Projet.

Conception

Avant la construction, la sécurité est prise en compte par la sélection de matériaux de qualité supérieure et de fournisseurs qualifiés. Les diverses composantes du Projet seront conçues selon les normes et les standards de l'industrie en vigueur. Lors du processus de fabrication des tuyaux en usine, les fournisseurs (retenus au terme d'un processus de pré-qualification conforme aux exigences de l'Organisation internationale de normalisation) procéderont à des contrôles de qualité, des analyses et des essais métallurgiques pour chacun des tuyaux, visant à s'assurer de l'intégrité et l'étanchéité des tuyaux. Il en est de même pour les pièces entrant dans la construction des postes de pompage et des vannes de sectionnement.

Construction

Au moment de la construction, les tuyaux seront soudés les uns aux autres par des soudeurs qui auront été préalablement qualifiés par Énergie Est. L'ensemble des soudures sera vérifié de façon non destructive (radiographie ou ultrasons) sur le terrain par une firme spécialisée en la matière. Toute soudure non conforme sera réparée ou coupée selon les normes applicables.

Afin de vérifier l'intégrité de la conduite une fois la mise en fouille et le remblayage du pipeline terminés, la conduite sera remplie d'eau et soumise à une pression supérieure à la pression maximale prévue lors de l'exploitation du pipeline. Cette pression d'essai sera maintenue afin de vérifier l'intégrité de la conduite aux pressions d'exploitation, tel que requis par les normes de l'ACNOR. Si les essais ne sont pas concluants, les anomalies seront identifiées, réparées et les essais hydrostatiques seront repris. Pour les franchissements d'obstacles importants (comme certains cours d'eau), un premier essai sous pression sera réalisé hors sol afin notamment de vérifier l'étanchéité et la résistance des soudures avant l'installation du pipeline.

Toute conduite d'acier enfouie (gazoduc, oléoduc, aqueduc, etc.) est susceptible de capter l'électricité naturellement induite dans le sol et de subir des dommages sous forme de corrosion si cette électricité n'est pas canalisée adéquatement. Afin de protéger le pipeline, Énergie Est utilisera un revêtement protecteur à base d'époxy qui sera appliqué sur la surface externe du tuyau pour éviter la corrosion ainsi qu'un système de protection cathodique par courant imposé.

Afin de réduire le risque potentiel de dommages causés par des travaux d'excavation de tierces parties, le pipeline sera enfoui de façon à ce que la profondeur de recouvrement minimale réponde à la réglementation applicable. Également, le pipeline sera implanté dans une emprise permanente balisée. En effet, des repères seront installés à intervalles réguliers le long du tracé ainsi qu'aux points de franchissement des routes, des voies ferrées et des cours d'eau.

Par mesure de sécurité, des rubans avertisseurs souterrains seront installés afin de signaler la présence du pipeline. En cas de travaux d'excavation non autorisés à l'intérieur des limites de l'emprise permanente et au-dessus du pipeline, les rubans serviront d'indicateurs afin de signaler la présence imminente de la conduite.

Exploitation et entretien

Pendant l'exploitation, le pipeline fera l'objet de travaux réguliers de surveillance, d'inspection et d'entretien pour assurer son bon fonctionnement. Veuillez consulter les sections 3.9.2 à 3.9.5 pour un aperçu des principales activités de surveillance, d'inspection et d'entretien.

7.4.4 Plan d'intervention d'urgence

Énergie Est suivra le système de gestion des urgences (SGU) mis en œuvre par TransCanada et élaborera un plan d'intervention d'urgence (PIU) conforme aux exigences du SGU pour l'ensemble de ses infrastructures.

L'information qui figurera dans le PIU comprendra :

- l'identification des urgences et des dangers naturels potentiels;
- l'attribution des responsabilités au sein du système de commandement des interventions;
- les procédures d'activation et de notification;
- les tactiques d'intervention en cas de déversement;
- les sites prévus pour l'entreposage de l'équipement d'intervention d'urgence;

- les protocoles de communication en cas d'urgence; et
- les exigences pour les enquêtes, les communications et les rapports de suivi.

En complément au PIU, des plans d'intervention supplémentaires sont aussi prévus, lesquels comprendraient :

- des plans d'intervention d'urgence particuliers pour des milieux sensibles, par exemple des cours d'eau importants, des bassins versants et des zones de recharge en eau potable;
- des plans d'intervention pour les installations telles que les stations de pompage et les stations de comptage au point de livraison;
- des plans de protection contre les incendies; et
- des plans de contrôle tactique pour atténuer les effets d'un déversement.

Le PIU d'Énergie Est et les plans d'intervention supplémentaires incluront :

- l'identification des urgences potentielles émanant des activités humaines ou des catastrophes naturelles selon des processus de détermination du risque tels que l'évaluation des risques de sites spécifiques;
- la revue et la validation d'informations existantes et provenant du terrain; et
- la revue et l'analyse d'événements d'urgence.

L'évaluation des risques de sites spécifiques inclura l'identification des composantes du milieu les plus sensibles tel que les régions densément peuplées, les voies navigables commerciales, les prises d'eau municipales, les milieux naturels et les autres sites d'intérêt pour les communautés.

En règle générale, le PIU est déposé auprès de l'ONÉ quelques mois avant la mise en service de l'oléoduc. Dans le cadre du Projet, l'élaboration et le dépôt du PIU s'effectuera auprès de l'ONÉ beaucoup plus tôt dans son processus. Dans ce contexte, Énergie Est a déjà initié l'élaboration de son PIU et en vise l'achèvement d'ici la fin du processus d'audience de l'ONÉ et une fois que les conditions réglementaires auront été mises en place.

L'approche d'Énergie Est en cas d'incident au Québec respectera les principes du Plan national de sécurité civile du Québec. Énergie Est travaillera en partenariat avec les municipalités et le gouvernement du Québec pour s'assurer que le système de gestion des incidents mis en place est bien compris par les employés et les entrepreneurs responsables de sa mise en œuvre. Énergie Est fera également en sorte que des formations soient suivies par les intervenants pour s'assurer de leur compréhension du système de gestion des urgences.

Élaboration du PIU

Énergie Est élaborera son PIU en consultation avec les organismes d'intervention d'urgence locaux, provinciaux et fédéraux ainsi qu'avec les groupes autochtones locaux. Énergie Est a commencé à établir des contacts et développer des relations avec les organismes qui pourraient être impliqués dans une intervention d'urgence sur l'oléoduc, dont les premiers répondants locaux, les services d'incendie locaux, les organismes régionaux de gestion des urgences et le ministère de la Sécurité publique du Québec.

Cet engagement a commencé dès les premiers contacts en 2014 avec des services d'intervention d'urgence spécifiques dans les collectivités situés le long du tracé proposé ainsi que d'autres organismes régionaux et provinciaux qui pourraient participer à une intervention en cas d'urgence, tels que les partenaires d'assistance mutuelle ou des services de coordination d'intervention d'urgence.

En juin 2015, Énergie Est a envoyé un questionnaire sur l'évaluation de la capacité des premiers répondants locaux auprès de plus de 100 organismes de service d'urgence au Québec qui pourraient devoir intervenir lors d'une intervention d'urgence sur l'oléoduc. Ce questionnaire visait à recueillir de l'information sur les contacts, les territoires des premiers répondants locaux, la familiarité avec les oléoducs et les risques liés à ceux-ci, les degrés de formation dans certains domaines tels que les matériaux dangereux, et la disponibilité des équipements nécessaires pour la protection du public en cas d'urgence. Les résultats des questionnaires individuels sont présentement examinés avec les intervenants des services d'incendie locaux et cet examen se poursuivra au cours des années 2016 et 2017.

Dans le cadre de l'élaboration des PIU supplémentaires pour les milieux sensibles, il sera essentiel d'identifier et de cartographier les informations pertinentes au milieu, telles que les variations saisonnières dans l'écoulement des cours d'eau, l'accessibilité au site, les voies navigables et les récepteurs très sensibles (RTS). Une évaluation détaillée des risques qui cible les composantes du milieu les plus sensibles sera cartographiée à l'échelle locale afin d'établir des stratégies d'intervention des plus précises et transparentes. Les autorités municipales et autochtones, et leurs premiers répondants seront impliqués dans les campagnes de validation au terrain. Ceci pourrait inclure la visite de points de contrôles stratégiques, le survol aérien des zones potentielles d'intervention ainsi que la validation des milieux récepteurs les plus vulnérables.

Procédures de mise en œuvre, de notification et d'intervention

Énergie Est donnera la priorité à tous les incidents et les situations d'urgence, peu importe les récepteurs qui pourraient être touchés. Pour tous les incidents et les situations d'urgence, Énergie Est entend adhérer aux lignes directrices sur les délais d'intervention élaborés par l'Association canadienne de pipelines d'énergie (ACPE) qui sont :

- la fermeture de l'oléoduc immédiat à la constatation d'un cas d'urgence;
- la structuration d'un système de gestion des interventions d'urgence dès qu'un cas d'urgence aura été constaté;
- la mise en place d'un système de commandement des interventions établi dans un délai maximal de deux heures à partir du déclenchement de l'urgence;
- l'arrivée sur place d'un répondant d'Énergie Est dans un délai maximal de trois heures à partir du déclenchement de l'urgence; et
- le déploiement sur place d'équipement pour l'intervention en cas d'urgence dans un délai maximal de six heures à partir du déclenchement de l'urgence.

Ces délais d'intervention sont compris dans le manuel du programme de gestion des interventions d'urgence de TransCanada qu'Énergie Est adoptera pour le Projet. Énergie Est est d'avis que ces délais

d'intervention représentent le temps maximal autorisé pour chaque phase d'intervention en cas d'urgence. Énergie Est vérifiera ses PIU régulièrement au moyen d'exercices de simulation.

Les procédures de notification en cas d'urgence s'enclenchent dès qu'un déversement est détecté. Conformément aux procédures, les organismes de réglementation et les services d'urgences locaux sont avisés immédiatement après la détection d'un déversement et, en parallèle, des notifications sont dépêchées à l'interne pour déclencher l'intervention d'urgence et aviser les services pertinents. Lorsqu'un déversement est détecté, les premiers répondants d'Énergie Est sont immédiatement mobilisés.

Planification des ressources

Du matériel d'intervention en cas de déversement sera réparti de manière stratégique le long de l'oléoduc. L'équipement sera accessible en tout temps et pourra être transporté au lieu de l'incident par voie terrestre, maritime ou aérienne, selon le cas.

Le personnel d'Énergie Est sera formé et qualifié pour intervenir en cas d'urgence. Le personnel vivant et travaillant à proximité des composantes du Projet sera disponible pour intervenir rapidement en cas d'urgence.

Énergie Est réalisera une évaluation afin de déterminer les emplacements pour positionner l'équipement, les ressources et le personnel d'intervention requis en cas de déversement. Cette évaluation permettra :

- d'établir le rayon d'intervention d'après les lignes directrices sur les délais d'intervention d'urgence et prévoir le temps de déplacement autour des emplacements;
- de vérifier les emplacements proposés pour le positionnement de l'équipement, des ressources et du personnel d'intervention requis en cas de déversement par rapport au rayon d'intervention; et
- d'apporter des ajustements aux emplacements pour l'équipement, les ressources et le personnel qui se retrouvent à l'extérieur du rayon d'intervention d'urgence.

Les emplacements proposés pour l'équipement, les ressources et le personnel d'intervention requis en cas de déversement seront validés davantage au moyen d'exercices internes et externes d'intervention en cas d'urgence menés par Énergie Est en testant tous les aspects du PIU, y compris des scénarios les plus défavorables.

Énergie Est s'assurera d'avoir accès à des ressources adéquates pour le scénario de déversement le plus défavorable, et que les équipements et les accès sont convenables pour quelconques conditions d'opérations et en toutes conditions climatiques.

Énergie Est conclura des ententes d'assistance mutuelle et des contrats avec des agences et des coopératives d'intervention. Elle s'assurera ainsi de disposer de ressources supplémentaires adéquates en cas d'urgence. Avant l'entrée en service du Projet, des ententes permanentes seront conclues (y compris avec la Société d'intervention maritime de l'Est du Canada (SIMEC) afin de s'adjoindre des ressources qui fourniront de l'équipement d'intervention, de la main d'œuvre, des services de surveillance de la qualité de l'air et de la santé, des services d'évaluation environnementale et du soutien en matière de gestion des urgences.

En janvier 2014, TransCanada a conclu une entente d'assistance mutuelle en cas d'urgence avec toutes les sociétés membres de l'ACPE qui exercent des activités au Canada. En cas d'urgence, les sociétés membres de l'ACPE peuvent faire appel aux autres membres afin de partager du personnel et de l'équipement et accroître ainsi leur capacité d'intervention en cas d'urgence.

Formation

Énergie Est utilisera le système de gestion de l'apprentissage existant de TransCanada et d'autres ressources afin de s'assurer que son personnel est formé en matière de mesures d'intervention d'urgence.

Avant la mise en service, Énergie Est mettra en place son programme de formation continue pour les services de police et d'incendie, les installations médicales, les autres organismes concernés et les résidents adjacents à l'oléoduc, pour les informer de l'emplacement de l'oléoduc, des situations d'urgence possibles impliquant l'oléoduc et les procédures de sécurité devant être suivies en cas d'urgence.

Pour les premiers répondants locaux, une formation d'intervention en cas d'urgence supplémentaire spécifique sera fournie sous forme d'exercices de simulation et d'exercices sur le terrain. Pour le moment, aucune autre formation supplémentaire n'est prévue pour les premiers répondants locaux. Certaines circonstances spécifiques pourraient faire en sorte que les premiers répondants locaux jouent un rôle plus grand en cas d'urgence sur l'oléoduc et cette situation sera traitée au cours de l'élaboration détaillée du PIU et des PIU supplémentaires pour les milieux sensibles.

Il n'y aura aucune exigence pour les premiers répondants locaux à fournir des ressources supplémentaires (personnel ou équipement) afin d'intervenir en cas d'urgence sur le Projet. Si des ressources supplémentaires et de l'équipement spécialisé devaient être nécessaires, Énergie Est verra à les prendre en charge et en défrayer les coûts.

Énergie Est effectuera une série d'exercices pour tester les plans et les capacités d'intervention pour toutes les catégories d'interventions, y compris les scénarios les plus défavorables. Énergie Est invitera les services d'intervention d'urgence locaux, les organismes gouvernementaux, les communautés autochtones et les entrepreneurs tiers à ses formations en intervention d'urgence et à participer à ses exercices d'intervention d'urgence. Les principaux types d'exercices utilisés pour tester les capacités d'intervention sont :

- des exercices de notification trimestriels seront effectués afin de tester les communications;
- des exercices annuels de déploiement de l'équipement seront effectués afin de tester la capacité d'Énergie Est de déployer de l'équipement d'intervention en cas de déversement tel qu'envisagé dans le PIU ;
- des exercices de simulation annuels des équipes d'intervention seront effectués afin de tester l'organisation, la communication et la prise de décision de l'équipe dans la gestion d'une intervention en cas de déversement; les équipes seront établies au cours de l'élaboration détaillée du PIU; et

- des exercices semestriels d'évaluation des entrepreneurs tiers seront effectués pour tester la préparation, la disponibilité et la capacité d'intervention des entrepreneurs tiers dans le cas d'un déversement selon le scénario le plus défavorable.

En plus des méthodes mentionnées ci-dessus, Énergie Est continuera de tester sa capacité d'intervenir en cas d'urgence en intégrant un cycle d'amélioration permanent qui comprend les leçons apprises lors d'incidents qui se produisent dans l'industrie et les commentaires de tous les participants au cours des exercices planifiés.

8 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

8.1 Préambule

Cette section a pour objet de présenter les principaux engagements d'Énergie Est relatifs à la protection de l'environnement, ainsi que les différents outils privilégiés pour s'assurer de la mise en place de ces engagements lors de la construction du Projet.

Les documents relatifs à la protection de l'environnement se veulent évolutifs et doivent être mis à jour en cours de réalisation du Projet afin de tenir compte des modifications et des mises à jour apportées au Projet, des résultats d'inventaires et d'études complémentaires, ainsi que des discussions tenues avec les autorités réglementaires et autres parties prenantes. L'information présentée ci-après se veut un aperçu de l'information la plus à jour, telle que présentée dans l'EES du Projet et les rapports supplémentaires déposés auprès de l'ONÉ. Les principaux documents pris en compte pour relater les efforts relatifs à la protection de l'environnement sont les suivants :

- Rapport supplémentaire no 2, EES Volume 8, mise à jour 1, mars 2015, Plans de protection de l'environnement;
- Rapport supplémentaire no 5, EES Volume 8, mise à jour 3, décembre 2015.

8.2 Mise en contexte

Afin de réduire les effets biophysiques et socioéconomiques du Projet sur l'environnement, différents engagements ont été pris par Énergie Est et de nombreuses mesures d'atténuation ayant comme objectif d'éviter ou d'atténuer les effets potentiels des travaux sont proposées.

Ces engagements et ces mesures ont été établis en fonction de l'expérience acquise et de l'équipe de praticiens lors de projets antérieurs de nature similaire, des meilleures pratiques de protection de l'environnement, ainsi que des commentaires formulés par les parties prenantes et les organismes de réglementation lors des consultations publiques, le cas échéant.

Les engagements et les mesures d'atténuation d'Énergie Est à mettre en place sont regroupés et définis dans six plans de protection de l'environnement (PPE) distincts, soit :

- plan de protection de l'environnement : nouveau pipeline;
- plan de protection de l'environnement : stations de pompage;
- plan de protection de l'environnement : infrastructures temporaires;
- plan de protection de l'environnement : terminaux de réservoirs;
- plan de protection de l'environnement : terminal maritime;
- plan de protection de l'environnement : tronçons à convertir.

Étant donné les composantes envisagées au Québec (voir section 3 de cet aperçu pour une description des composantes), trois des six PPE sont applicables au Québec, soit :

- nouveau pipeline (pour les 648 km de la frontière Ontario-Québec jusqu'à la frontière Québec-Nouveau-Brunswick);
- stations de pompage (pour les 10 stations de pompage et les 2 stations de comptage aux points de livraison);
- infrastructures temporaires (pour les aires d'entreposage, les aires de travail, les chemins d'accès et le camp temporaire pour héberger les travailleurs).

Trois outils importants sous-tendent les différents PPE applicables :

- La CET qui a pour objet d'illustrer les ressources environnementales situées dans la ZIP du pipeline pour lesquelles des mesures d'atténuation spécifiques sont prévues lors de la construction;
- Les tableaux des mesures d'atténuation relatives aux ressources (TMAR) qui listent de façon séquentielle, en fonction du chaînage, les ressources environnementales dans la ZIP pour lesquelles des mesures d'atténuation spécifiques sont prévues lors de la construction; et
- Les FCE pour les 10 stations de pompage et les 2 stations de comptage aux points de livraison qui ont pour objet d'illustrer les ressources environnementales situées dans la ZIP de ces dernières pour lesquelles des mesures d'atténuation spécifiques sont prévues lors de la construction.

8.3 Aperçu des PPE

8.3.1 Structure générale et contenu

Les PPE précisent les engagements et les mesures d'atténuation générales et spécifiques à mettre en place dans le cadre du Projet, que ce soit lors de la construction ou de la remise en état final, dans le but d'assurer la protection de l'environnement.

Ils sont structurés en sections distinctes, soit :

- les sections 1 à 3 rappellent le but et la structure des plans de protection dans le contexte de leur champ d'application. Ces sections sont présentes dans chacun des PPE et adaptées aux composantes auxquelles ils se rapportent.
- la section 4 « Conformité environnementale » des PPE donne de l'information sur les outils et les procédures à suivre pour faciliter le respect de l'ensemble des approbations réglementaires, permis et engagements, ainsi que les exigences spécifiques aux PPE.
- la section 5 « Notification des parties prenantes » des PPE explique en détail les étapes à suivre pour tenir les parties prenantes informées des travaux qui seront menés dans le cadre du Projet avant la construction;
- la section 6 « Préparation de la construction » des PPE décrit les travaux à réaliser pour délimiter clairement les aires de travail et les accès et s'assurer que les ressources environnementales sensibles soient adéquatement balisées avant le début des travaux;

- la section 7 « Mesures de protection propres au Projet » des PPE présente des procédures à suivre identiques dans chaque PPE pour protéger les ressources environnementales répertoriées dans le cadre du Projet.

Pour le nouveau pipeline, contrairement à la même section dans les autres PPE, des mesures sont précisées pour le franchissement de l'emprise par le bétail, la faune et les véhicules.

Dans le PPE des stations de pompage, la section 7 est divisée en trois sous-sections. La première présente les mesures de protection propres aux ressources et est semblable à la section 7 des PPE nouveau pipeline et infrastructures temporaires. La sous-section suivante traite du nivellement du sol arable et des déblais de décapage et de leur récupération. Enfin, des mesures spécifiques à mettre en œuvre dans le cadre des essais hydrostatiques sont présentées dans la dernière sous-section.

Aussi, la section 7 du PPE pour le nouveau pipeline réfère aux annexes contenant la CET et les TMAR, tandis que la même section du PPE stations de pompage réfère plutôt aux FCE annexées.

- la section 8 des PPE nouveau pipeline et infrastructures temporaires « Construction du pipeline » et « Construction des infrastructures auxiliaires temporaires » énonce les mesures générales de protection de l'environnement associées à chaque étape de construction. La section est divisée en sous-sections propres à chacun des deux PPE. Bien que les trois premières sous-sections soient les mêmes, leur contenu diffère légèrement.
- la section 9 « Surveillance après la construction » est présente dans chaque PPE applicable au Québec et elle précise les activités à réaliser une fois que les travaux de construction et de remise en état final sont réalisés.

Dans tous les cas, l'objectif est d'évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation mises en place durant la construction, de documenter les occasions d'amélioration, d'améliorer les procédures sur une base régulière, de comparer les effets prévus (y compris les effets cumulatifs) et les effets réellement observés après la mise en place des mesures d'atténuation. Toutefois, la section 9 des PPE nouveau pipeline et infrastructures temporaires vise également à évaluer le succès du rétablissement d'un potentiel équivalent des terres.

- Les annexes des PPE contiennent différents documents relatifs aux activités de construction, soit :
 - la CET et les TMAR (nouveau pipeline);
 - les FCE (stations de pompage);
 - les dessins techniques types;
 - les plans d'intervention (14 pour le nouveau pipeline, 9 pour les stations de pompage et 12 pour les infrastructures temporaires);
 - les plans de gestion (7 pour le nouveau pipeline et les infrastructures temporaires et 6 pour les stations de pompage).

8.3.2 Engagements généraux

Les engagements et mesures d'atténuation générales se retrouvent aux sections 4, 5, 6, 8 et 9 des PPE nouveau pipeline et infrastructures temporaires. Pour le PPE stations de pompage, ce sont les sections 4, 5, 6 et 8 qui les présentent.

8.3.2.1 Plans d'intervention

Différents plans d'intervention sous-tendent les PPE, soit :

- plan d'intervention en cas de déversement;
- plan d'intervention en cas de conditions météorologiques défavorables;
- plan d'intervention en cas de crue et de débit excessif;
- plan d'intervention en présence de sols mouillés;
- plan d'intervention en cas d'incendie;
- plan d'intervention pour la manutention du sol;
- plan d'intervention contre l'érosion du sol;
- plan d'intervention en présence de sol contaminé;
- procédure de forage directionnel et plan d'intervention en cas de rejet de boues de forage dans l'eau;
- plan d'intervention en présence d'espèces floristiques et de communautés écologiques d'intérêt pour la conservation;
- plan d'intervention en présence d'espèces fauniques d'intérêt pour la conservation;
- plan d'intervention en présence de ressources patrimoniales;
- plan d'intervention en cas de découverte de sites d'utilisation traditionnelle des terres;
- Plan de contrôle de l'érosion et des sédiments.

8.3.2.2 Plans de gestion

Certains plans de gestion sous-tendent les PPE, dont :

- plan de gestion des déchets et des produits chimiques;
- plan de gestion et de contrôle de la circulation;
- plan de manutention des déblais d'hydro-aspiration;
- plan d'atténuation pour les nids d'oiseaux;
- plan d'atténuation pour les serpents;
- plan d'atténuation pour les amphibiens;
- plan d'atténuation pour les tortues.

8.3.3 Engagements spécifiques

Les mesures d'atténuation spécifiques prévues lors de la construction pour les ressources environnementales situées dans la ZIP du pipeline ou des stations de pompage ou stations de comptage aux points de livraison sont présentées à l'aide de la CET, des TMAR ou des FCE. Ces documents seront les principales références pour les inspecteurs en environnement lors de la construction.

8.3.3.1 Cartographie environnementale du tracé

La CET du pipeline a pour objet d'illustrer les ressources environnementales situées dans la ZIP pour lesquelles des mesures d'atténuation spécifiques sont prévues lors de la construction.

Les ressources environnementales illustrées sont l'utilisation du sol, les ressources aquatiques, le sol, la végétation et les milieux humides, la faune et le potentiel archéologique. Les sites d'observation d'espèces d'intérêt pour la conservation, les zones d'occurrence connues d'espèces fauniques d'intérêt pour la conservation, les franchissements de cours d'eau et les communautés écologiques d'intérêt pour la conservation traversés par le tracé y sont aussi indiqués.

La CET est composée de plusieurs feuillets. Au Québec, elle est scindée en 13 sections. Les débuts et fins de chaque section sont reliés aux localisations des stations de pompage.

8.3.3.2 Tableaux des mesures d'atténuation relatives aux ressources

Les TMAR pour le pipeline énumèrent de façon séquentielle, en fonction du chaînage et par sections, les ressources environnementales dans la ZIP pour lesquelles des mesures d'atténuation spécifiques sont prévues lors de la construction.

Les TMAR peuvent être consultés à l'annexe H du rapport supplémentaire n° 5, EES Volume 8, mise à jour 3.

8.3.3.3 Figures des considérations environnementales

Les FCE pour les 10 stations de pompage et les 2 stations de comptage aux points de livraison ont pour objet d'illustrer les ressources environnementales situées dans la ZIP de ces dernières et d'indiquer, au moyen d'un code, les engagements, les mesures d'atténuation spécifiques ou les périodes de restrictions envisagées lors de la construction relativement aux ressources environnementales et culturelles, ou autres particularités propres aux installations, comme la gestion de l'accès.

9 BILAN

Le projet Oléoduc Énergie Est a pour objectif de transporter par oléoduc environ 1,1 million de barils de pétrole par jour en provenance de l'Alberta et de la Saskatchewan vers les raffineries de l'Est du Canada et un terminal maritime au Nouveau-Brunswick. Le Projet permettrait aux raffineries de l'Est du Canada d'accéder à des réserves domestiques de pétrole à un coût avantageux. Par ailleurs, la présence d'un terminal maritime au Nouveau-Brunswick permettrait également l'exportation du pétrole canadien sur le marché international. Le Projet créerait de nouveaux emplois, principalement en période de construction, en plus de générer une croissance du produit intérieur brut (PIB) et des recettes fiscales supplémentaires importantes durant l'exploitation de l'infrastructure.

Les trains, les camions, les navires-citernes et les pipelines constituent les quatre principaux modes de transport utilisés pour le pétrole brut. L'analyse comparative des différents modes de transport effectuée démontre que les pipelines représentent le mode de transport terrestre du pétrole brut le plus sécuritaire et le plus économique.

Les activités d'information et de consultation avec les collectivités et les parties prenantes ont débuté au printemps 2013. Ces activités se poursuivront pendant toutes les étapes du processus d'approbation réglementaire et de la construction jusqu'à la cessation et désaffectation. À ce jour, un grand nombre de parties prenantes incluant notamment des propriétaires fonciers, des citoyens, des représentants des municipalités, des MRC, de la CMM, de la CMQ et de l'Union des municipalités du Québec (UMQ) ainsi que des intervenants de l'UPA, de même que divers groupes environnementaux ont été informés et consultés afin de bonifier le Projet.

Au Québec, les principales composantes du Projet comprennent :

- la construction d'un nouveau pipeline d'environ 648 km entre la frontière Ontario-Québec et la frontière Québec-Nouveau-Brunswick, incluant 2 latéraux pour desservir les raffineries;
- l'implantation de 10 stations de pompage permettant de maintenir le débit dans le pipeline, de 2 stations de comptage aux points de livraison permettant de mesurer le volume de pétrole acheminé aux raffineries du Québec et de 107 vannes de sectionnement permettant d'isoler, en cas de besoin, le pétrole dans une section du pipeline;
- l'aménagement de chemins d'accès permanents aux stations de pompage et aux vannes de sectionnement;
- la mise en place de certaines infrastructures et installations temporaires requises pour la période de construction comme des aires d'entreposage, des aires de travail, des voies d'accès et un camp temporaire pour héberger les travailleurs.

L'élaboration du tracé pour le nouveau pipeline a été réalisée par une équipe multidisciplinaire qui a privilégié une approche globale tenant compte notamment des différents aspects et enjeux liés au transport par pipeline tels que la sécurité publique, la protection de l'environnement, la constructibilité et les coûts. L'élaboration du tracé a également pris en compte les multiples consultations avec les parties prenantes concernées. Diverses variantes de tracé ont été considérées puis analysées sur la base des

critères de sélection. De nombreux efforts d'optimisation du tracé ont été effectués à la suite du dépôt de la demande initiale relative au Projet en octobre 2014. Les quelque 117 changements apportés au tracé tiennent compte des considérations techniques, environnementales et des renseignements, préoccupations et commentaires recueillis lors des nombreuses consultations tenues par Énergie Est auprès des diverses parties prenantes.

Dans le cadre du processus d'approbation réglementaire du Projet, une évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques (EEES) a été réalisée principalement sur la base des exigences prévues par la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012). Celle-ci cible plus particulièrement les CV de l'environnement qui possèdent une valeur particulière ou un intérêt singulier pour les collectivités et les autorités réglementaires et qui sont susceptibles d'être directement ou indirectement affectées par le Projet. Pour chaque CV, un ou plusieurs effets potentiels liés au Projet ont été considérés afin de prendre en compte les différentes interrelations potentielles entre les composantes du Projet et les composantes de l'environnement.

Considérant l'application des mesures d'atténuation, aucun effet lié au Projet n'est considéré comme important ou significatif selon les dispositions de la LCEE. La majorité des effets anticipés surviendra en période de construction. Les effets qui se poursuivront en période d'exploitation concernent principalement les effets attribuables au déboisement complet à effectuer à l'intérieur des limites de l'emprise permanente et ceux anticipés aux stations de pompage et de comptage aux points de livraison.

Les accidents et les défaillances pendant la construction ou l'exploitation du pipeline sont susceptibles de perturber les ressources biophysiques telles que le sol, les eaux souterraines, les eaux de surface, les milieux humides, la végétation et la faune aquatique et terrestre. Ainsi, une évaluation des effets des accidents, des défaillances et des événements imprévus susceptibles de survenir pendant le Projet a été complétée. Un plan d'intervention en cas de déversement sera également élaboré par Énergie Est.

Plusieurs mesures de sécurité font partie intégrante de la conception, la construction et l'exploitation du Projet afin de réduire les risques d'accident ou de défaillance au minimum. Énergie Est s'engage à respecter les normes, les spécifications et les meilleures pratiques de l'industrie en matière de sécurité lors de la conception, la construction et l'exploitation du Projet.

Afin de réduire les effets du Projet sur l'environnement, différents engagements ont été pris par Énergie Est et plusieurs mesures d'atténuation visant à éviter ou atténuer les effets des travaux sont proposées. Ceux-ci ont été établis en fonction de l'expérience acquise et de l'équipe de praticiens lors de projets antérieurs de nature similaire, des meilleures pratiques de protection de l'environnement, ainsi que des commentaires formulés par les parties prenantes et les organismes de réglementation lors des consultations publiques, le cas échéant. Les engagements d'Énergie Est et les mesures d'atténuation à mettre en place lors de la construction du Projet sont définis dans les 6 plans de protection de l'environnement, les 14 plans d'intervention et les 7 plans de gestion spécifiques, de même que dans la cartographie environnementale du tracé, les tableaux des mesures d'atténuation relatives aux ressources et les figures des considérations environnementales. Ces documents seront les principales références pour les inspecteurs en environnement qui seront présents lors de la construction du Projet et auront pour mandat de s'assurer de la protection de l'environnement par le respect des engagements d'Énergie Est et la mise en place des différentes mesures d'atténuation.

10 RÉFÉRENCES

- Gouvernement du Canada, 1985. Loi canadienne sur les sociétés par actions. Dernière modification : 26 février 2015.
- ONÉ, 1985. Loi sur l'office national de l'énergie. Dernière modification : 23 juin 2015.
- LCEE, 2012. Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
- ONÉ, 1985. Loi sur l'Office national de l'énergie. Dernière modification le 23 juin 2015.
- ONÉ, 2014. Guide de dépôt de l'ONÉ 2014-01.
- Arkéos, 2014a. Oléoduc Énergie Est, Tronçon 1, Étude de potentiel archéologique. 110 pages + Annexes.
- Arkéos, 2014b. Oléoduc Énergie Est, Tronçon 2, Étude de potentiel archéologique. 110 pages + Annexes.
- Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ). 2015. Historique des niveaux et des débits de différentes stations hydrométriques. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec. En ligne : https://www.cehq.gouv.qc.ca/hydrometrie/historique_donnees/default.asp (consulté en août 2015).
- Environnement Canada. 2015. Rapport d'inventaire national 1990-2013. Accès : http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/can-2015-nir-french-27aug15.zip [consulté le 25 août 2015].
- Gérardin, V. et D. McKenney, 2001. Une classification climatique du Québec à partir de modèles de distribution spatiale de données climatiques mensuelles : vers une définition des bioclimats du Québec. Ministère de l'Environnement. Direction du patrimoine écologique et du développement durable, contribution du Service de la cartographie écologique, n° 60, 40 p.
- GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), 2000. Rapports méthodologiques : Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux. Émissions fugitives des activités liées au pétrole et au gaz naturel, chapitre 2, pp. 2.78 à 2.93.
- Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ), 2013a. Cartes pédologiques : fichiers numériques. Institut de recherche et de développement en agroenvironnement (IRDA). Échelle de numérisation : 1 /20 000, année de numérisation : 1998-2006. Échelle originale des études pédologiques : 1 /63 360 sauf Portneuf : 1 /50 000. Feuillet multiples.
- Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec (MERQ), 1990-2001. Cartes des dépôts de surface. Échelle 1 /50 000. Feuillet multiples. Direction générale des forêts. Direction de l'aménagement de la forêt. Service de l'inventaire forestier.

- Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec (MERQ), 1991. Carte géotouristique. Géologie du Sud du Québec, du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie. Direction générale de l'exploration géologique et minière. GT 91-03, échelle 1 /500 000.
- Ministère des Ressources Naturelles (MRN), 2012. Géologie du Québec. Carte DV 2012-07. Échelle 1 /2 000 000.
- Ministère des Ressources naturelles (MRN) 2014. Système d'information géominière du Québec (SIGÉOM). Carte interactive. 2014. En ligne : http://sigeom.mrn.gouv.qc.ca/signet/classes/l1108_afchCarteIntr
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF), 2003. Zones de végétation et domaines bioclimatiques du Québec. In Les forêts. Les forêts du Québec. Le milieu forestier. Zones de végétation et domaines bioclimatiques du Québec. En ligne : <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/forets/connaissances/connaissances-inventaire-zonescarte.jsp>. (consulté en octobre 2013).
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). 2015a. Banque de données sur la qualité du milieu aquatique (BQMA). Direction du suivi de l'état de l'environnement, Québec.
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). 2015 b. Réseau de suivi des eaux souterraines du Québec (RSESQ). En ligne : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/piezo/> (consulté en juillet 2015).
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). 2015c. Système d'information hydrogéologique (SIH). En ligne : <http://www.sih.mddep.gouv.qc.ca/index.html> (consulté en juillet 2015).
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). 2015d. Répertoire des terrains contaminés et Répertoire des dépôts de sols et de résidus industriels. En ligne : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/sol/terrains/terrains-contamines/recherche.asp> (consulté en juillet 2015).
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP). 2013a. L'eau au Québec : une ressource à protéger. Gouvernement du Québec. En ligne : <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/inter.htm>. (consulté en mars 2014).
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), 2013 b. Province naturelle du Québec. Niveau I du cadre écologique de référence du Québec. En ligne : http://www.mddep.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/provinces/
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), 2014. Portrait statistique : qualité de l'air et smog. En ligne : www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/info-smog/portrait/index.htm.
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP), 2008. Guide technique Captage d'eau souterraine pour des résidences isolées. Partie B, 2,6. 2008. En ligne : <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/guide-tech.htm>





- Robitaille, A. et Saucier, J.-P., 1998. Paysages régionaux du Québec méridional. Direction de la gestion des stocks forestiers et Direction des relations publiques du Québec du ministère des Ressources naturelles du Québec. Les Publications du Québec, 213 pages.
- Santé Canada. Information utile lors d'une évaluation environnementale. 2010. En ligne : http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/eval/envIRON_assess-eval/index-eng.php. (consulté en décembre 2013).
- Savard, M.M., 2013. Inventaire canadien des ressources en eau souterraine : Caractérisation hydrogéologique régionale et intégrée du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec. Commission géologique du Canada. Bulletin 587. 102 p.
- Simard, A. 2004. Portrait global de la qualité de l'eau des principales rivières du Québec. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec. En ligne : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/bassinversant/global-2004/index.htm
- [WRI] World Resources Institute. 2015. Climate Analysis Indicators Tool (CAIT). Washington (D.C.). Accès : <http://www.wri.org/resources/data-sets/cait-country-greenhouse-gas-emissions-data> [consulté le 27 août 2015].
- API, 2013. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. Seconde édition, Septembre 2013. 99 p.
- ASME, Standard B31.8S (Gas Transmission and Piping Systems.) 2014.
- Giari, L., Dezfuli, B. S., Lanzoni, M., and Castaldelli, G. (2012). The impact of an oil spill on organs of bream *Abramis brama* in the Po River. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 77(0) : 18–27.
- Hurst, R. J., P. D. Watts, and N. A. Oritsland. 1991. Metabolic compensation in oil-exposed polar bears. *Journal of Thermal Biology* 16 : 53-56.
- Lipscomb, T. P., Harris, R. K., Moeller, R. B., Pletcher, J. M., Haebler, R. J., & Ballachey, B. E. (1996). Histopathologic lesions associated with crude oil exposure in sea otters. *Exon Valdez*, 6-10.
- McEwan, E. H., N. Aitchison, and P. E. Whitehead. 1974. Energy metabolism of oiled muskrats. *Canadian Journal of Zoology* 52:1057-1062.
- Morey, S., & Reznick, D. (2001). Effects of larval density on postmetamorphic spadefoot toads (*Spea hammondi*). *Ecology*, 82(2), 510-522.
- Nastev, N., Lefebvre, R., Rivera, A., Martel, R., 2006. « Quantitative Assessment of Regional Rock Aquifers, South-Western Quebec, Canada », *Water Resource Management* (2006) 20, p. 1 à 18.
- Newell, C.J., Connor, J.A., 1998. *Characteristics of Dissolved Hydrocarbon Plumes: Results of Four Studies*. American Petroleum Institute, Washington D.C. Disponible à : http://www.api.org/~media/files/ehs/clean_water/bulletins/08_bull.pdf.
- ONÉ, 2013. *Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada*. Site Web : <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrngynfmrn/sttstc/crdlndptrlmrdct/stmtdprctn-fra.html>.
- Peterson, C.H., Rice, S.D., Short, J.W., Esler, D., Bodkin, J.L., Ballachey, B.E., Irons, D.B. 2003. Long-term ecosystem response to the Exxon Valdez oil spill. *Science, New Series*, 302(5653) : 2082-2086.

- Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). 2013. Pipeline Safety Stakeholder Communications – *Incident Data Access*, U.S. Department of Transportation (consulté en mai 2013). Site Web : <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/sida.html?nocache=6864>.
- Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), 2014. PHMSA *Pipeline Incident Statistics*. <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/PSI.html>.
- Reading, C. J., and R. T. Clarke. 1999. Impacts of climate and density on the duration of the tadpole stage of the common toad *Bufo bufo*. *Oecologia* 121:310–315.
- Schaub, D., and J. Larsen. 1978. The reproductive ecology of the Pacific treefrog (*Hyla regilla*). *Herpetologica* 34:409–416.
- Tang J C, Wang M, Wang F, Sun Q, Zhou Q X, 2011. Eco-toxicity of petroleum hydrocarbon contaminated soil.
- Williams, T. M., R. A. Kastelein, R. W. Davis, and J. A. Thomas. 1988. The effects of oil contamination and cleaning on sea otters (*Enhydra lutris*). I. Thermoregulatory implications based on pelt studies. *Canadian Journal of Zoology* 66 : 2776-2781.
- Woodward, D. F., Riley, R. G., and Smith, C. E. (1983). Accumulation, sublethal effects, and safe concentration of a refined oil as evaluated with cutthroat trout. *Archives of Environmental Contamination and Toxicology*, 12(4) : 455–464.









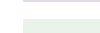
Annexe A Cartographie

- Carte 1 – Variantes considérées - Québec
- Carte 2 – Changements de tracé - Québec
- Carte 3 – Effort d'inventaire - Québec
- Carte 4 – Principales composantes environnementales – Québec








COMPOSANTES DU PROJET

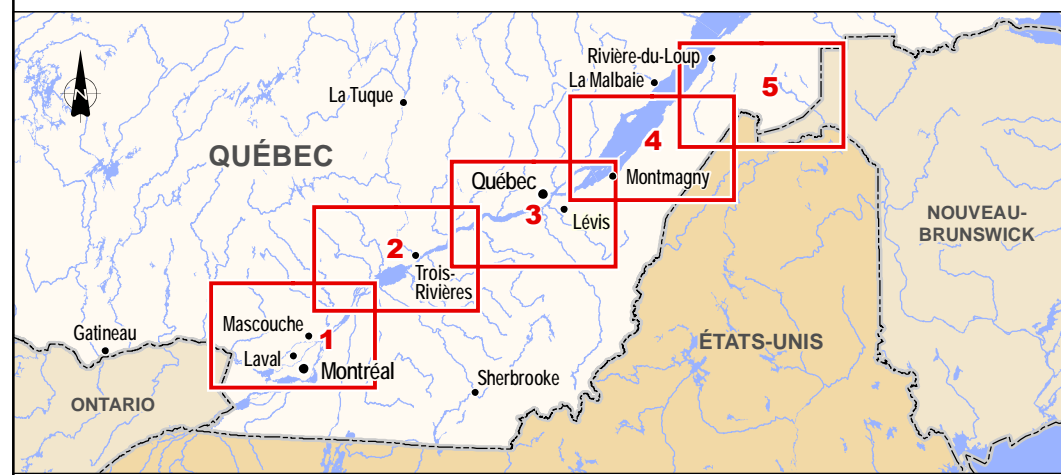
-  Tracé
-  Tracé préliminaire présenté lors de l'initiation des consultations publiques (mai 2013)
-  Station de pompage
-  Station de comptage au point de livraison

REPÈRES GÉOGRAPHIQUES

-  Frontière
-  Autoroute
-  Route nationale
-  Aéroport international
-  Municipalité
-  Établissement amérindien
-  Parc national du Québec
-  Parc national du Canada
-  Agglomération
-  Couvert forestier

VARIANTES CONSIDÉRÉES

-  Gazoduc Trans Québec Maritimes Inc. (TQM)
-  TransCanada Pipelines Limited
-  Enbridge Inc.
-  Énergie Valéro Inc.
-  Sentier Monk
-  Autre variante
-  Variante non applicable considérant la portée actuelle du projet



Plan de localisation

SOURCES

- MRN (BDGA 1M, hydrographie) 2010.
- MRN (BDGA 1M, réseau routier) 2010.
- MRN (BDGA 1M, découpages administratifs) 2012.
- MRN (BDGA 1M, pôles d'occupation) 2010.
- RNCan (BNDT 50k et 250k, pôles d'occupation) 2010.
- RNCan (BNDT 50k, végétation) 2010.
- RNCan (BNDT 250k, agglomération) 2010.
- MRN (TRQ 100k, territoires récréatifs) 2010.

OLÉODUC ÉNERGIE EST



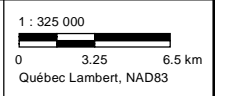
Carte 1

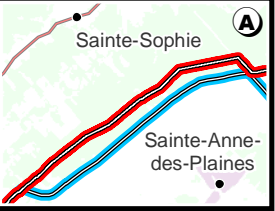
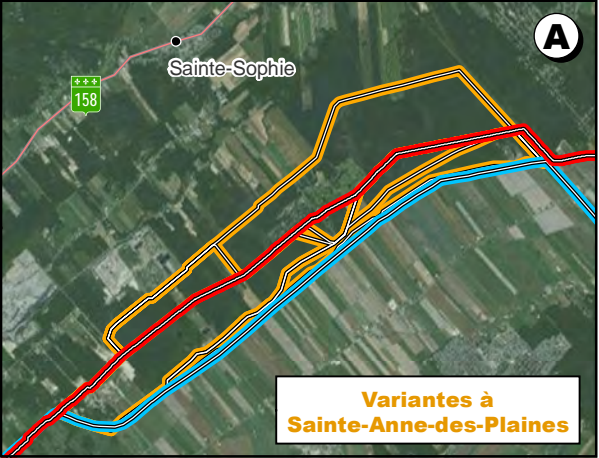
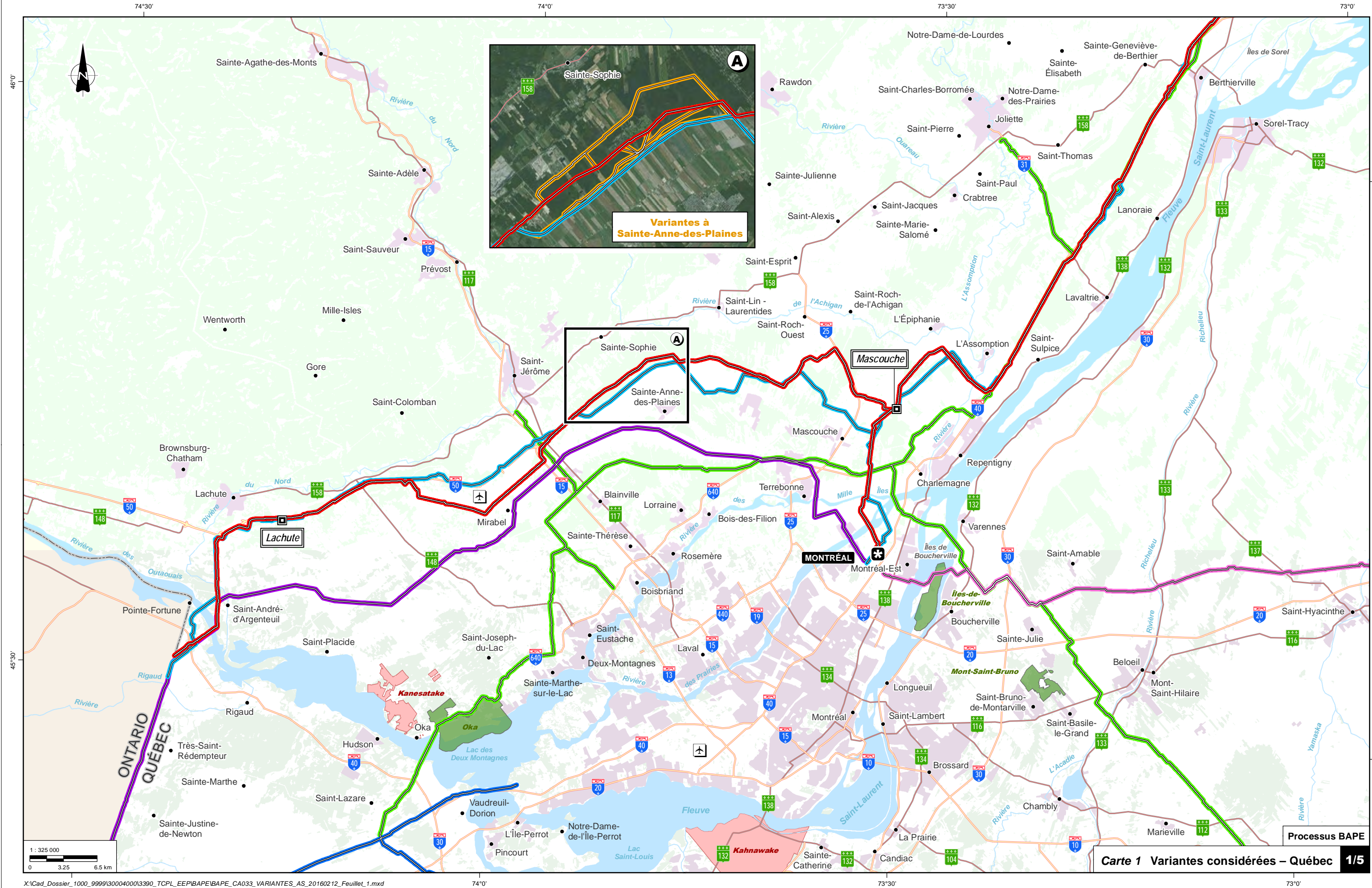
Variantes considérées – Québec

Processus BAPE

Cartographie :
Chargé de projet :
Date : 2016-02-12

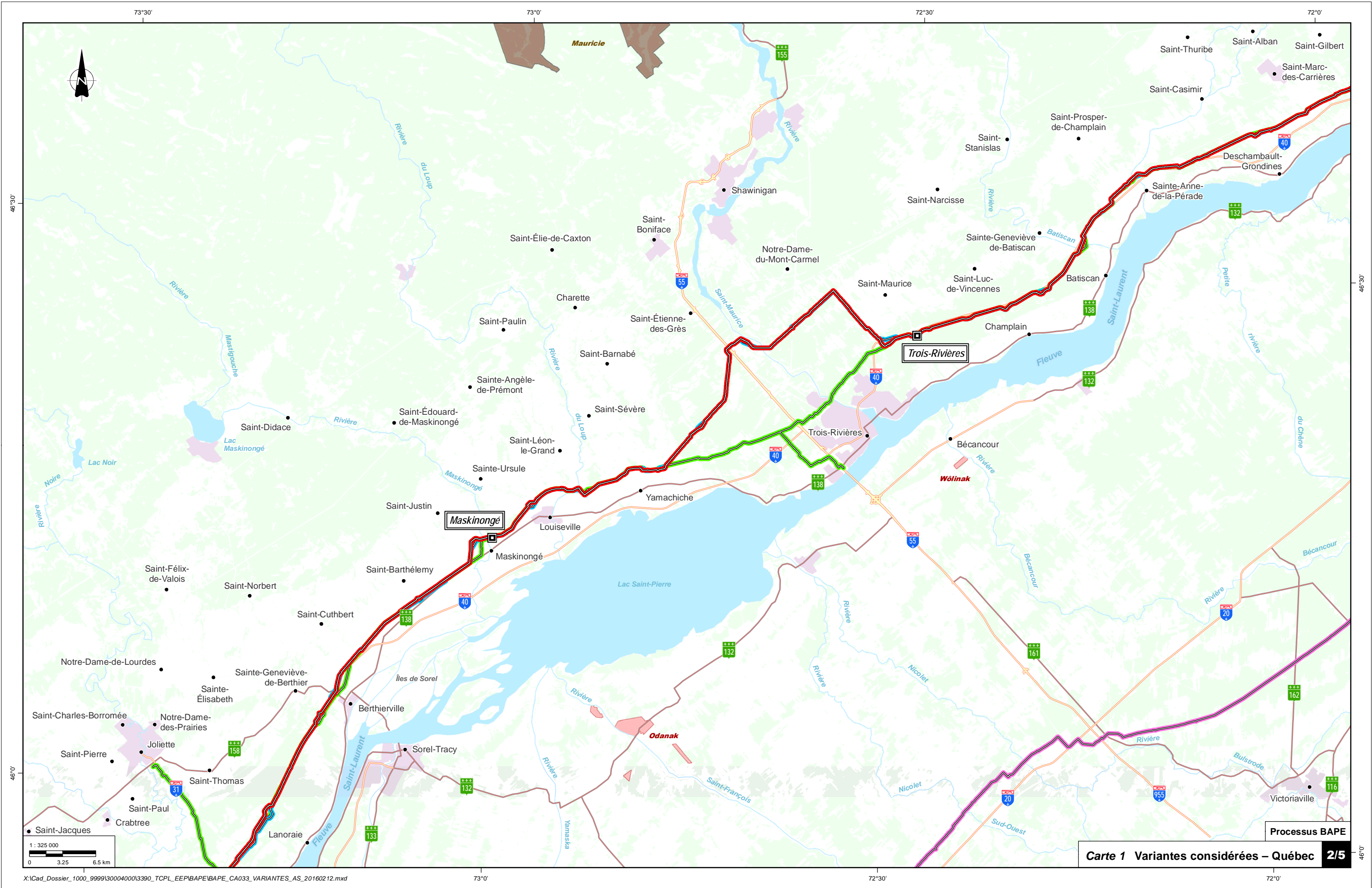
Anne-Marie Marquis
Claude Veilleux, ing. & agr.
Dossier : 3390-799





1 : 325 000
0 3.25 6.5 km

Processus BAPE

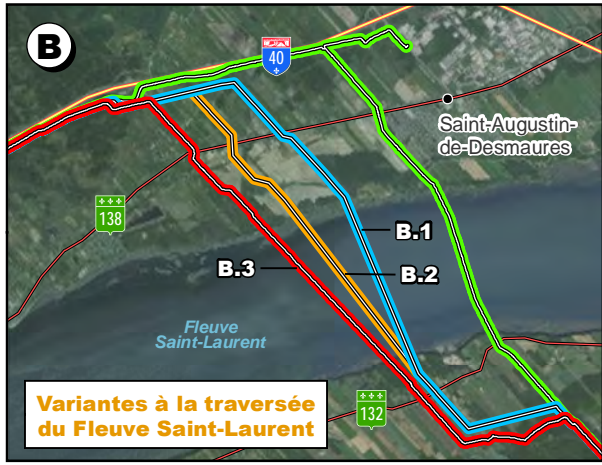
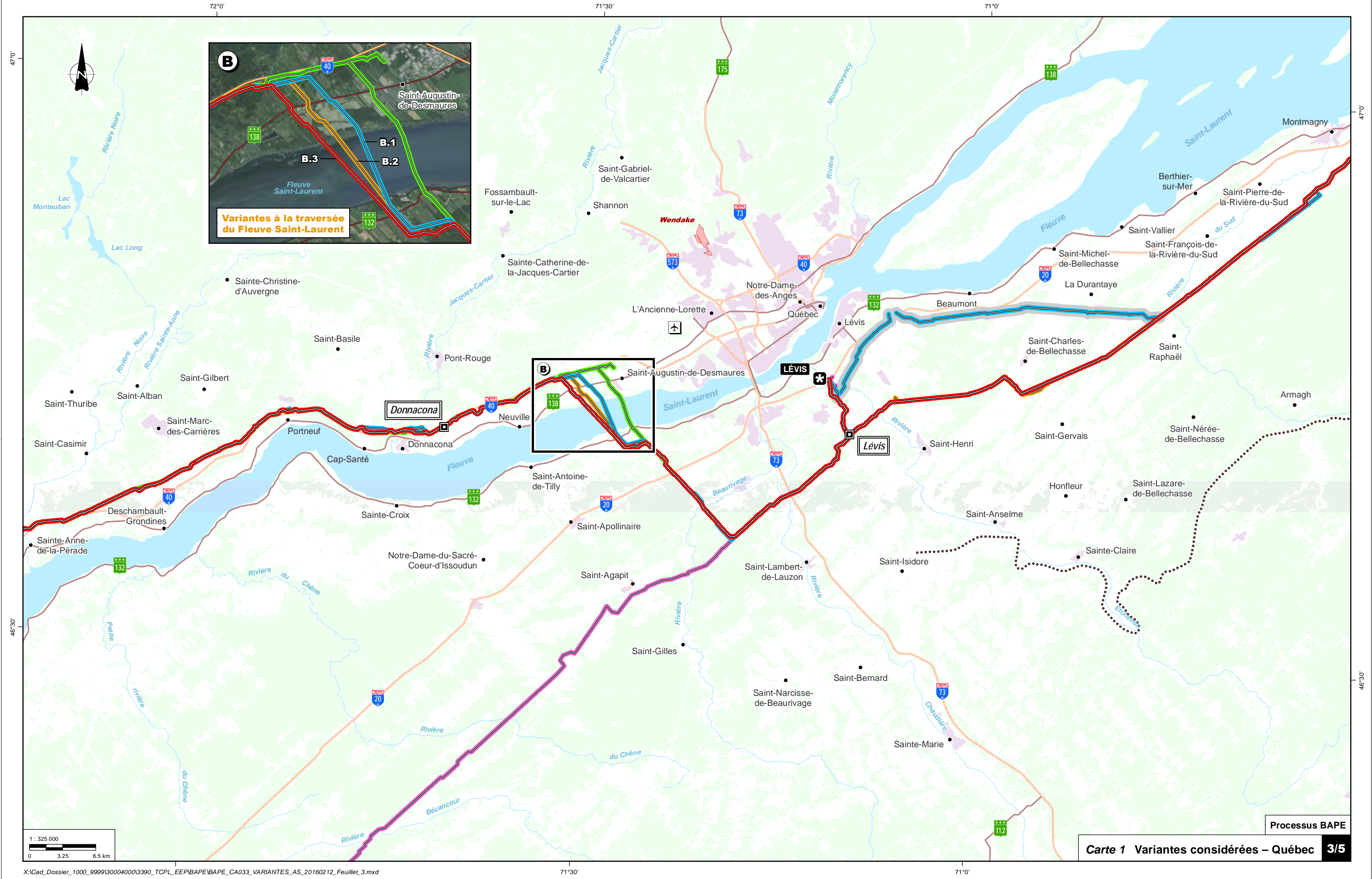


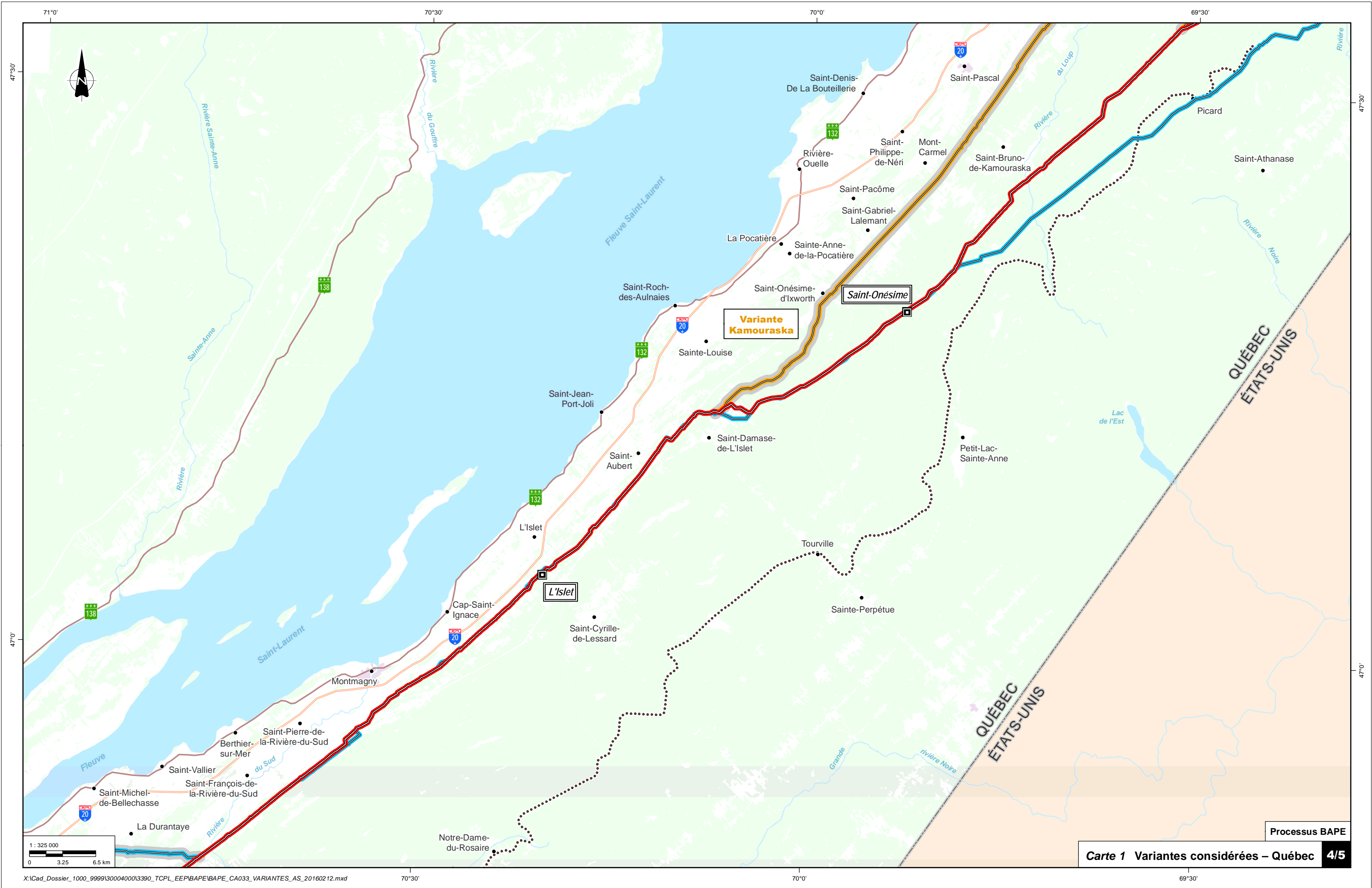
Maskinongé

Trois-Rivières

Processus BAPE

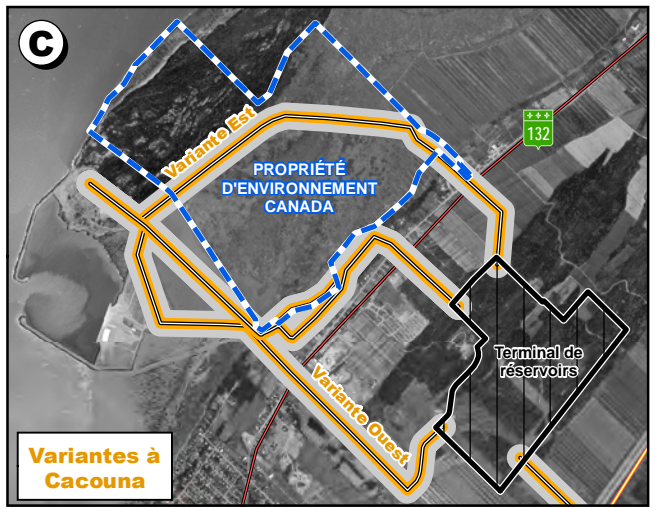
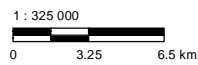
Carte 1 Variantes considérées – Québec 2/5












QUÉBEC
NOUVEAU-BRUNSWICK






COMPOSANTES DU PROJET

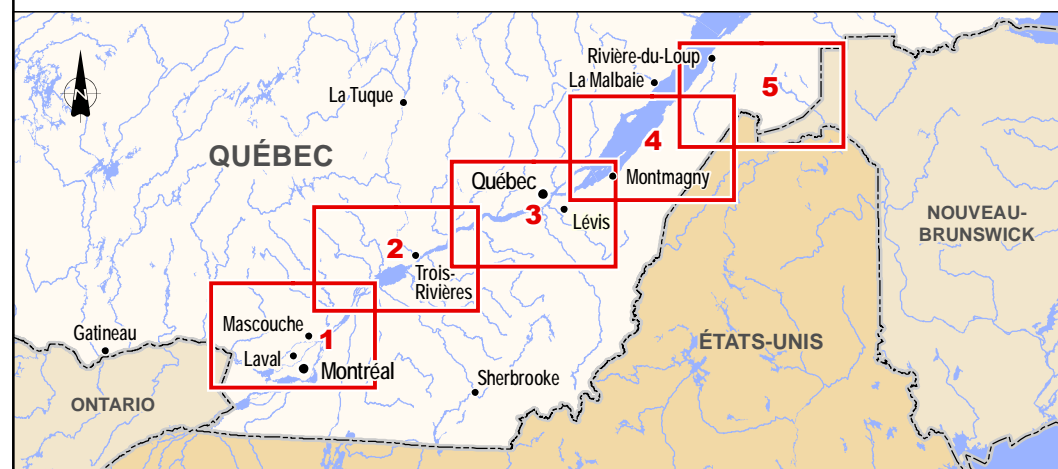
-  Tracé
-  Tracé déposé antérieurement
-  Segment de tracé présenté lors de l'initiation des consultations publiques (mai 2013)
-  Station de pompage
-  Station de comptage au point de livraison

REPÈRES GÉOGRAPHIQUES

-  Frontière
-  Autoroute
-  Route nationale
-  Aéroport international
-  Municipalité
-  Établissement amérindien
-  Parc national du Québec
-  Parc national du Canada
-  Agglomération
-  Couvert forestier

CHANGEMENTS DE TRACÉ

-  1 à 57
Numéro de chagement de tracé
Rapport supplémentaire n°1 (Janvier 2015)
-  58 à 77
Numéro de chagement de tracé
Rapport supplémentaire n°3 (Juin 2015)
-  78 à 117
Numéro de chagement de tracé
Rapport supplémentaire n°5 (Décembre 2015)



Plan de localisation

SOURCES

- MRN (BDGA 1M, hydrographie) 2010.
- MRN (BDGA 1M, réseau routier) 2010.
- MRN (BDGA 1M, découpages administratifs) 2012.
- MRN (BDGA 1M, pôles d'occupation) 2010.
- RNCan (BNDT 50k et 250k, pôles d'occupation) 2010.
- RNCan (BNDT 50k, végétation) 2010.
- RNCan (BNDT 250k, agglomération) 2010.
- MRN (TRQ 100k, territoires récréatifs) 2010.

OLÉODUC ÉNERGIE EST



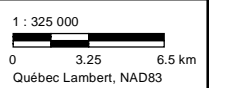
Carte 2

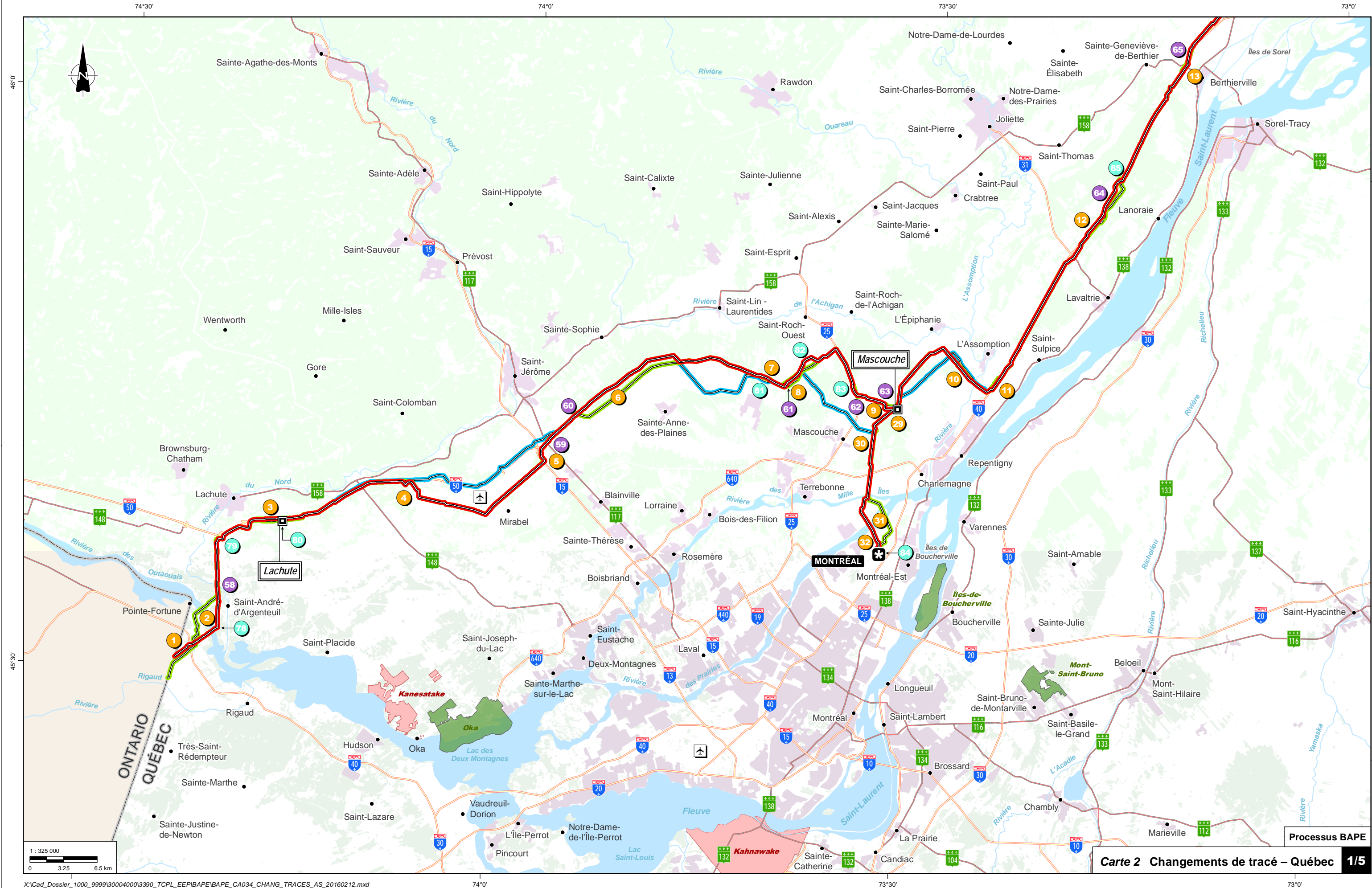
Changements de tracé – Québec

Processus BAPE

Cartographie :
Chargé de projet :
Date : 2016-02-12

Anne-Marie Marquis
Claude Veilleux, ing. & agr.
Dossier : 3390-799

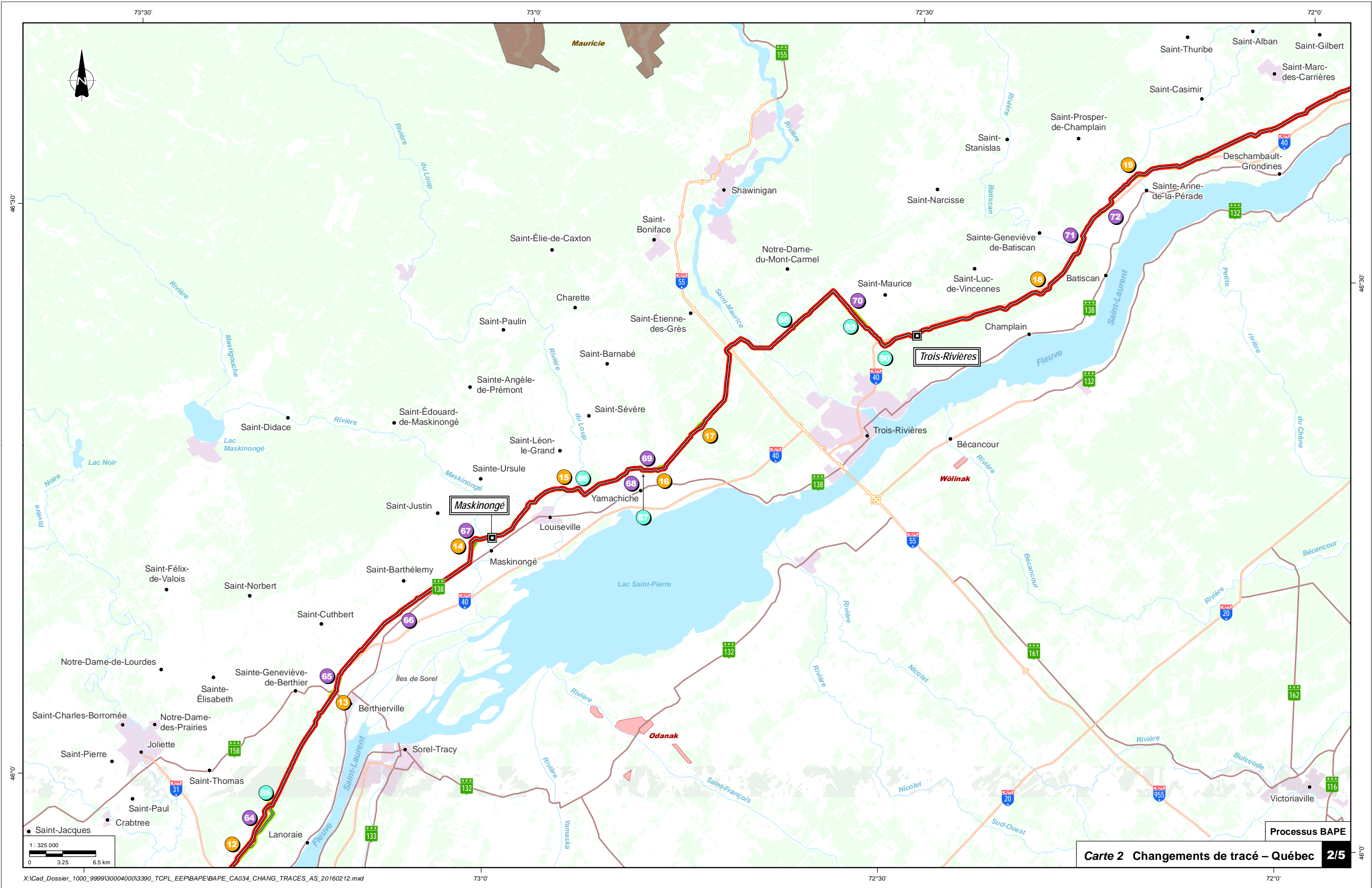


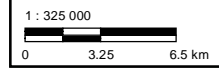
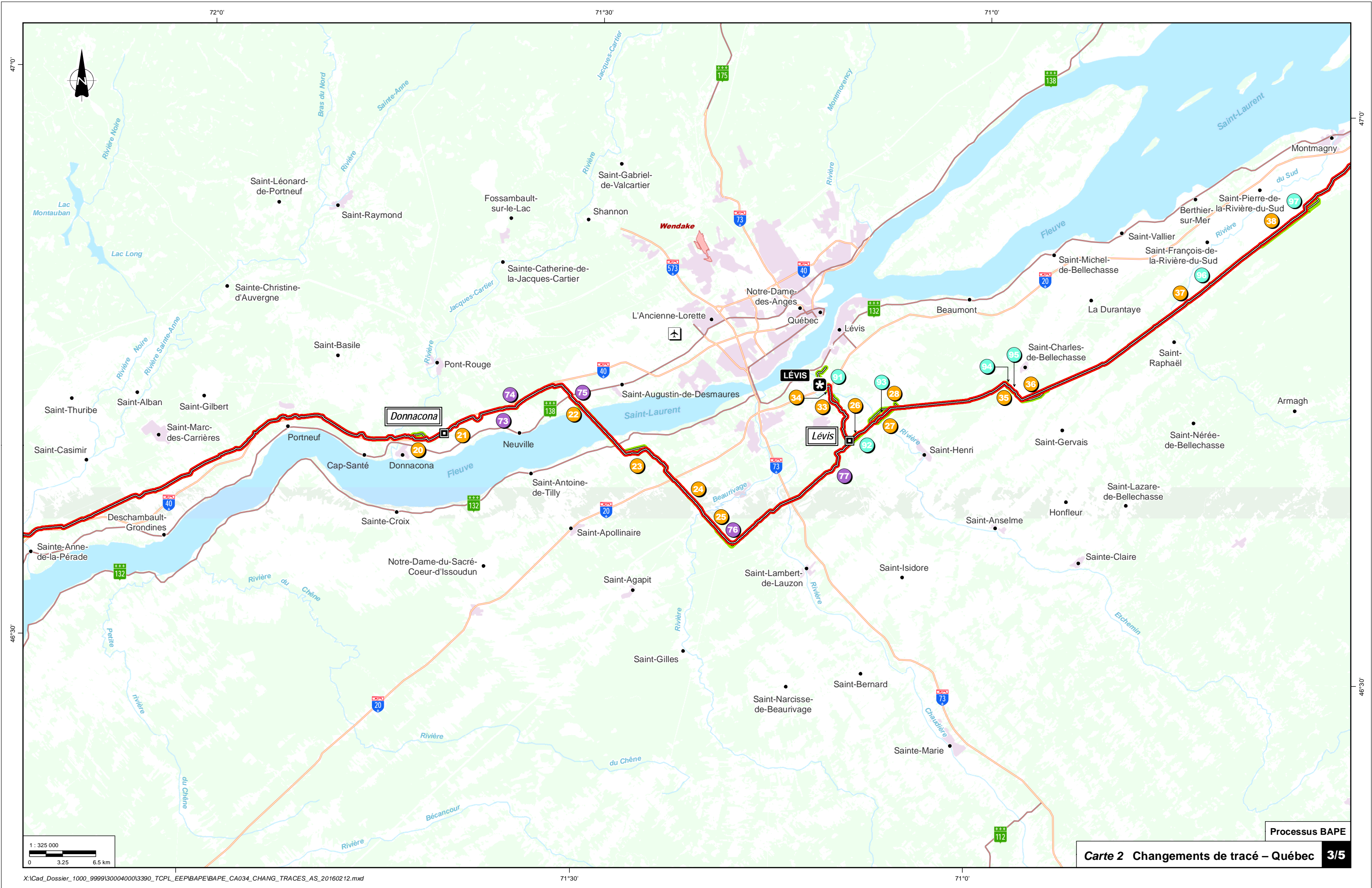


1 : 325 000
 0 3.25 6.5 km

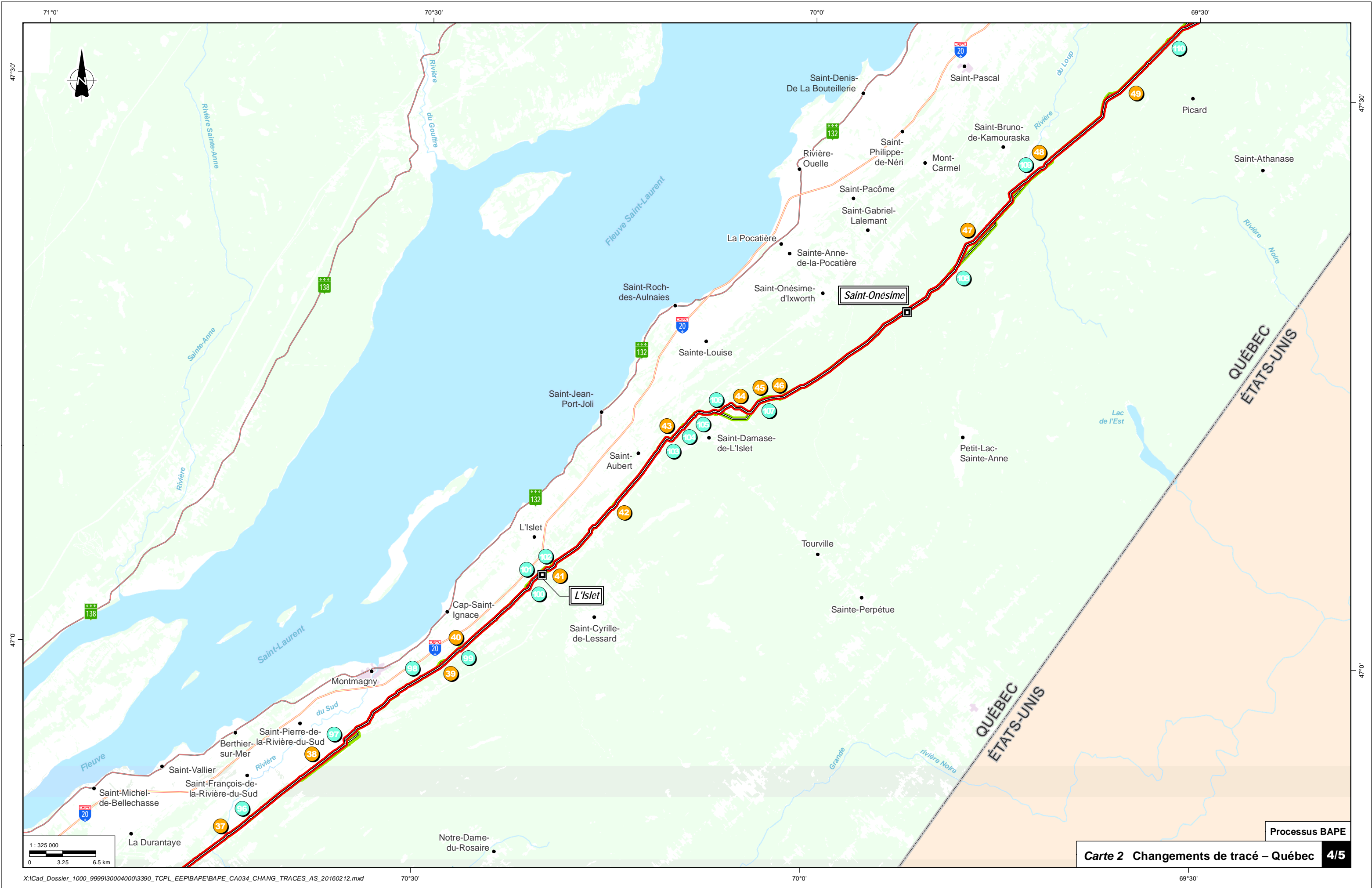
Processus BAPE

Carte 2 Changements de tracé – Québec 1/5

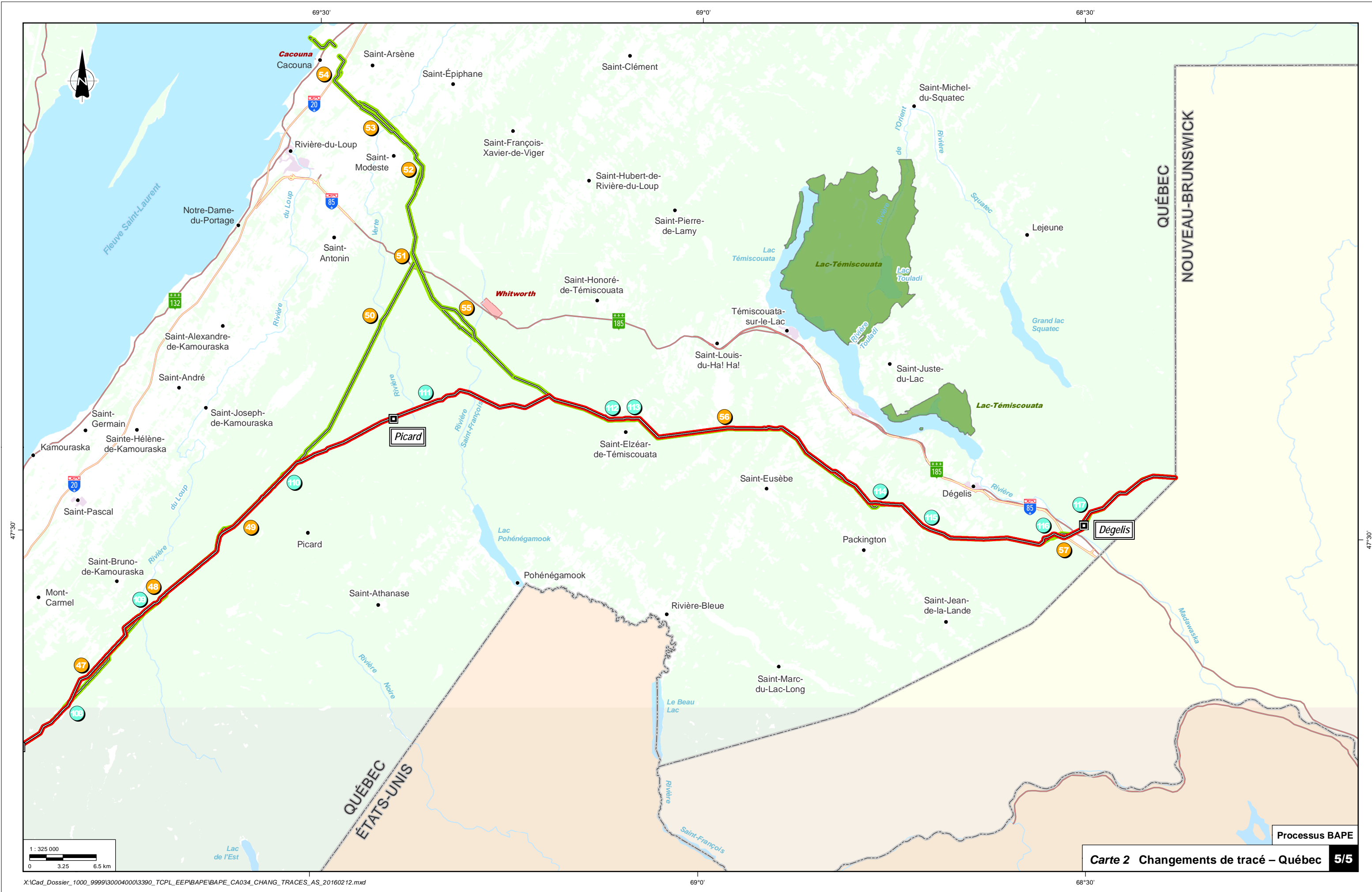






Processus BAPE



1 : 325 000
 0 3.25 6.5 km












COMPOSANTES DU PROJET

-  Station de pompage
-  Station de comptage au point de livraison

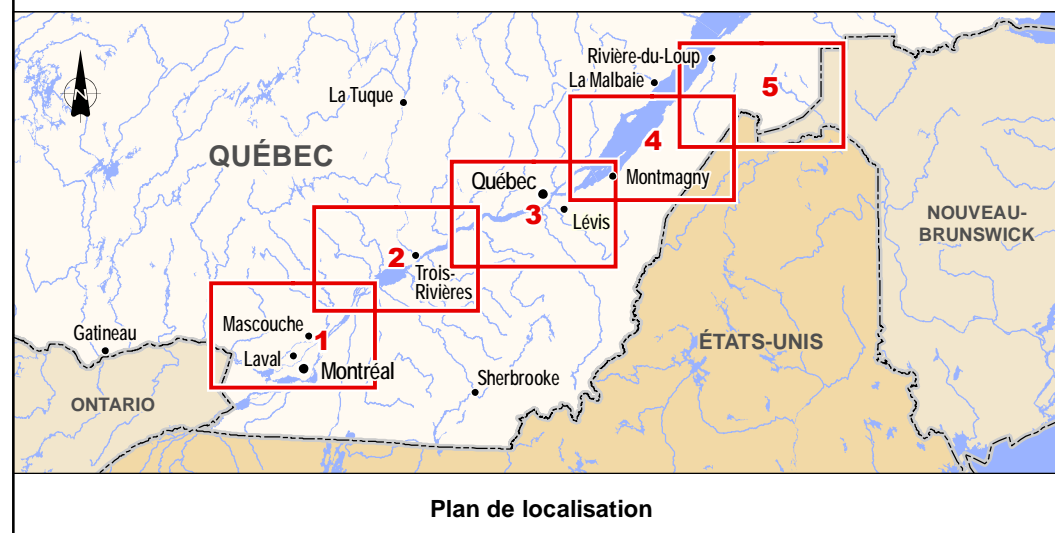
REPÈRES GÉOGRAPHIQUES

-  Frontière
-  Autoroute
-  Route nationale
-  Aéroport international
-  Municipalité
-  Établissement amérindien
-  Parc national du Québec
-  Parc national du Canada
-  Couvert forestier

EFFORT D'INVENTAIRE*

-  Station d'inventaire - Espèces floristiques d'intérêt pour la conservation
-  Station d'inventaire - Oiseaux nicheurs
-  Station d'inventaire - Amphibiens et reptiles
-  Station d'inventaire - Poisson et habitat du poisson
-  Secteur d'inventaire - Ongulés
-  Secteur d'inventaire - Oiseaux de proie
-  Secteur d'inventaire - Occupation humaine et utilisation des ressources
-  Secteur d'inventaire - Milieux humides
-  Secteur d'inventaire - Ressources archéologiques

* Étant donné la densité des points, il se peut que certains éléments soient partiellement masqués par d'autres.



SOURCES

- MRN (BDGA 1M, hydrographie) 2010.
- MRN (BDGA 1M, réseau routier) 2010.
- MRN (BDGA 1M, découpages administratifs) 2012.
- MRN (BDGA 1M, pôles d'occupation) 2010.
- RNCan (BNDT 50k et 250k, pôles d'occupation) 2010.
- RNCan (BNDT 50k, végétation) 2010.
- MRN (TRQ 100k, territoires récréatifs) 2010.
- Groupe Conseil UDA Inc. (agroforesterie, milieux humides, flore et ichtyologie) 2013 à 2015.
- Amphibia-Nature (herpétofaune) 2013 à 2015.
- Biodiversité conseil Inc. (avifaune, flore, milieux humides et ongulés) 2013 à 2015.
- Arkéos (archéologie) 2014.

OLÉODUC ÉNERGIE EST



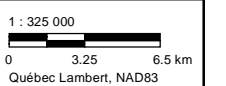
Carte 3

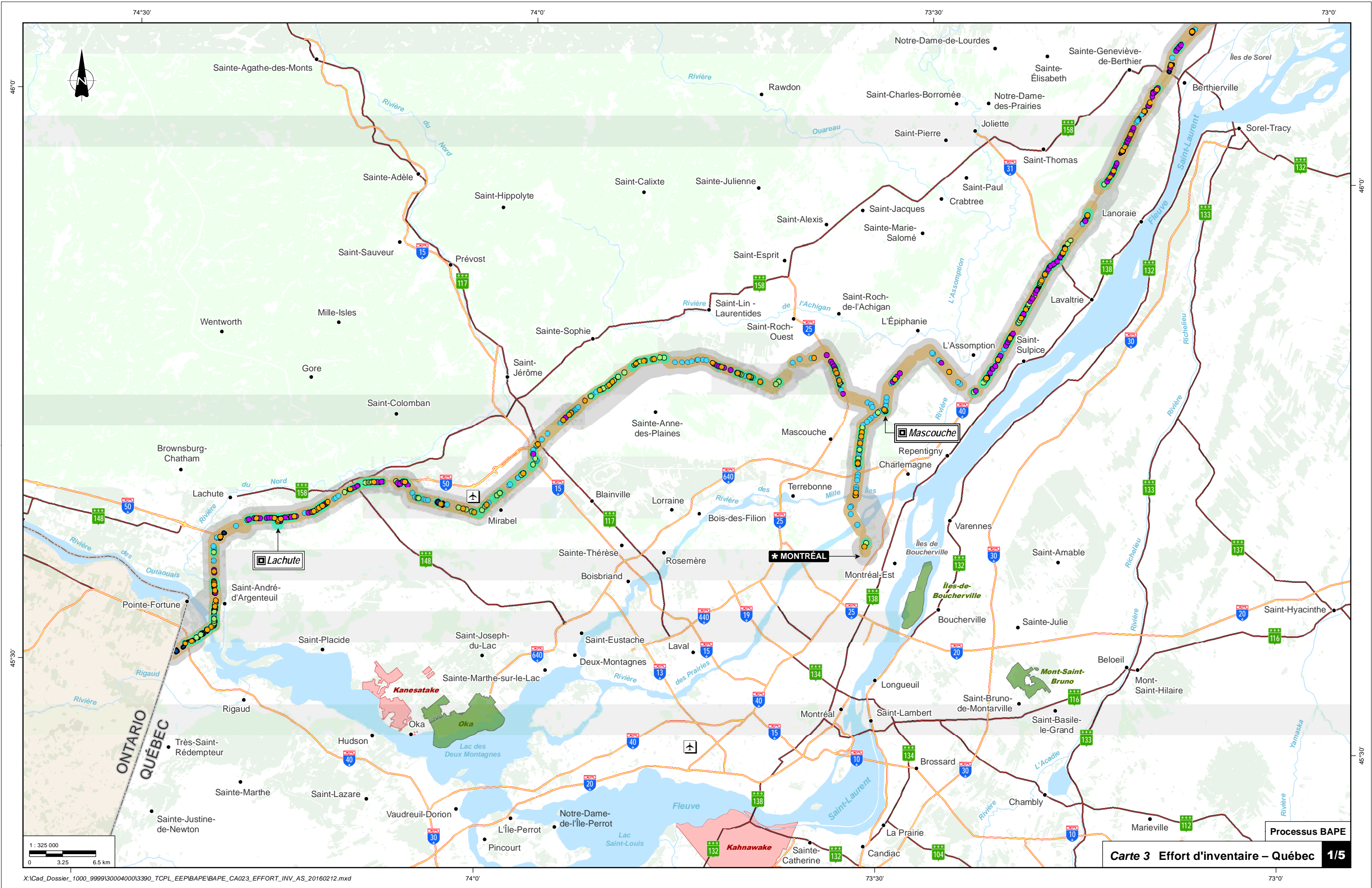
Effort d'inventaire – Québec

Processus BAPE

Cartographie :
Chargé de projet :
Date : 2016-02-12

Laurent Savard
Claude Veilleux, ing. & agr.
Dossier : 3390-799





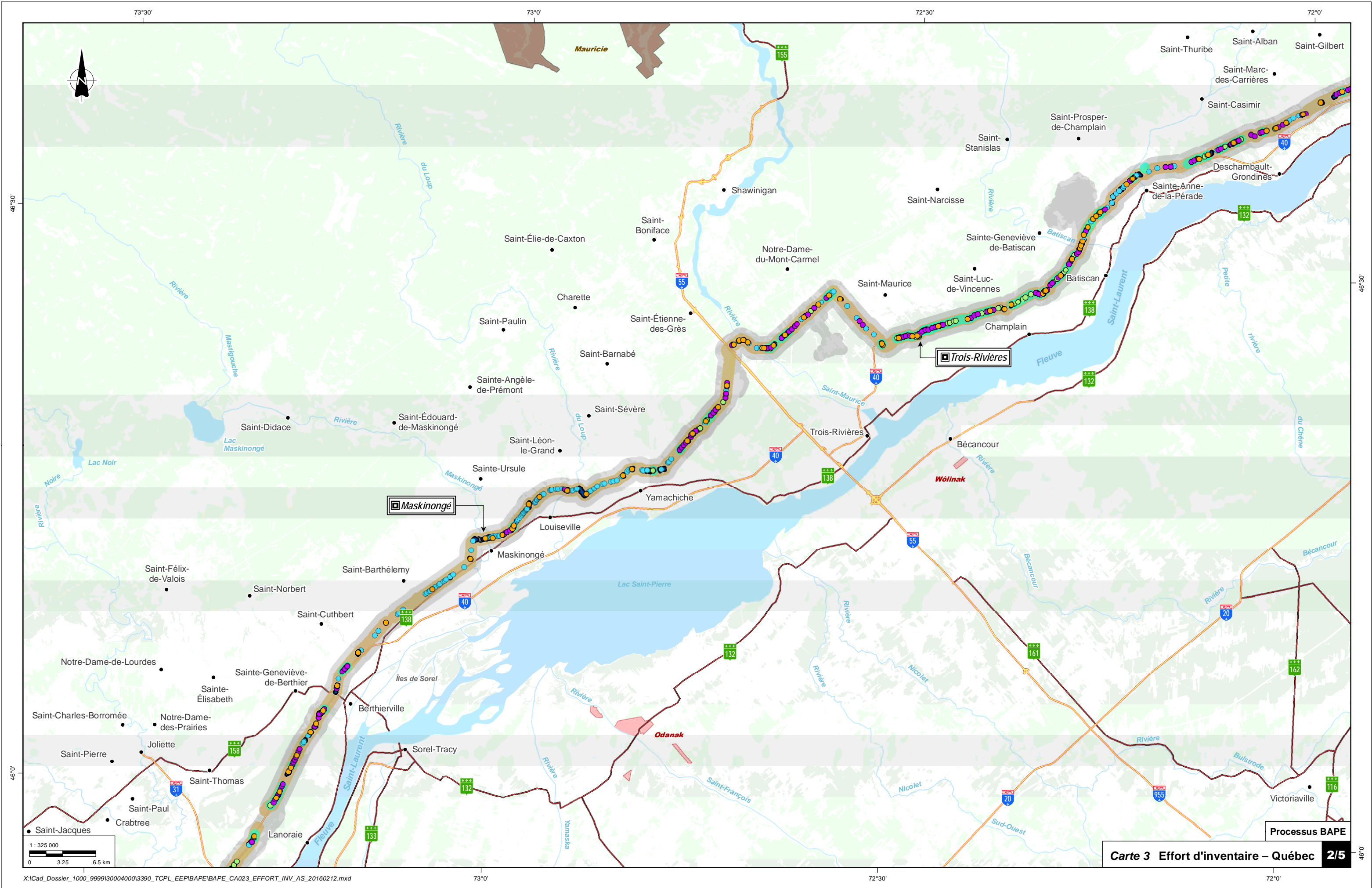
ONTARIO
QUÉBEC

1 : 325 000
0 3.25 6.5 km

X:\Cad_Dossier_1000_9999\30004000\3390_TCPL_EEP\BAPE\BAPE_CA023_EFFORT_INV_AS_20160212.mxd

Processus BAPE

Carte 3 Effort d'inventaire – Québec 1/5

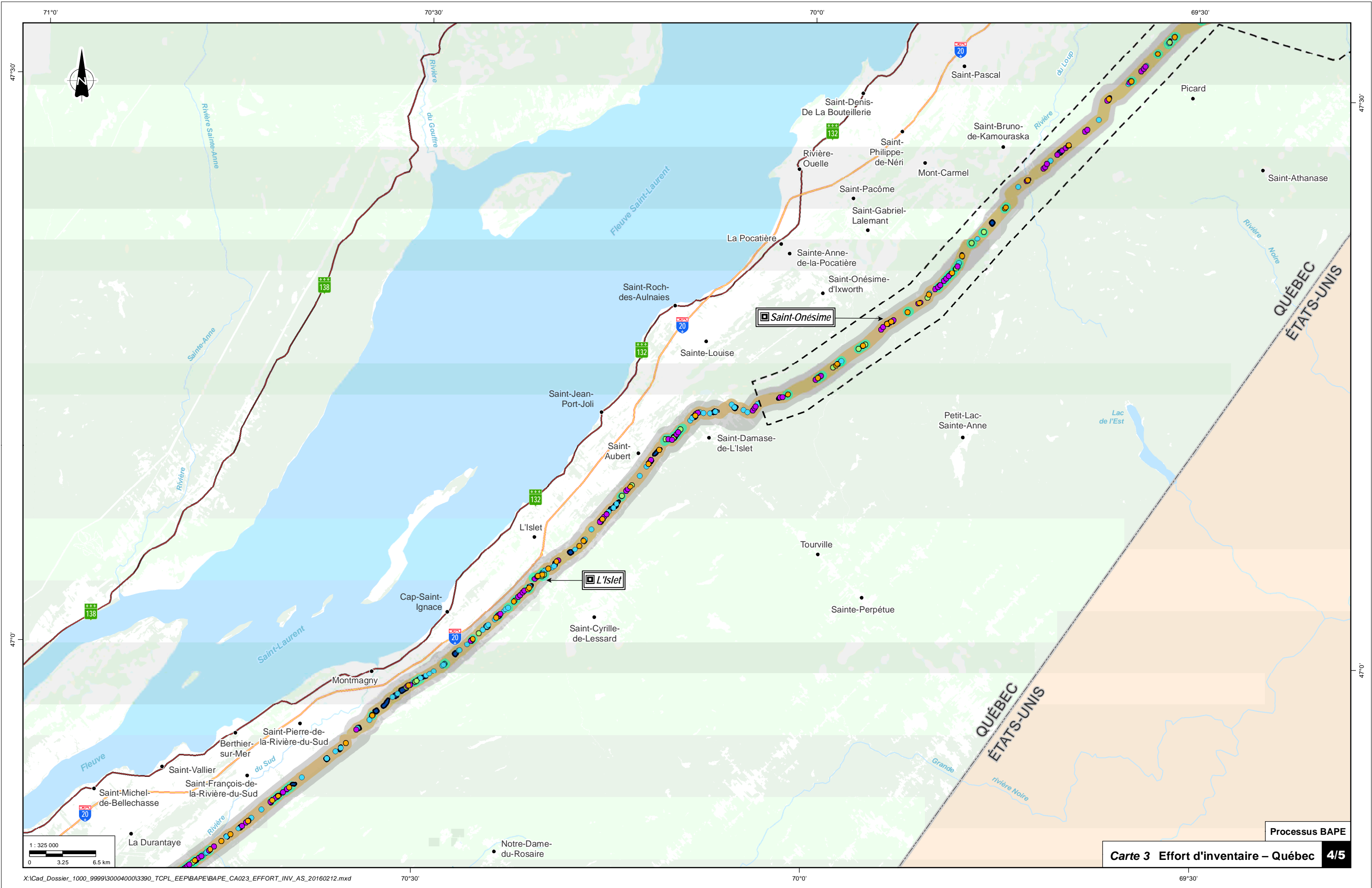


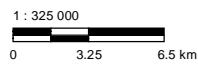
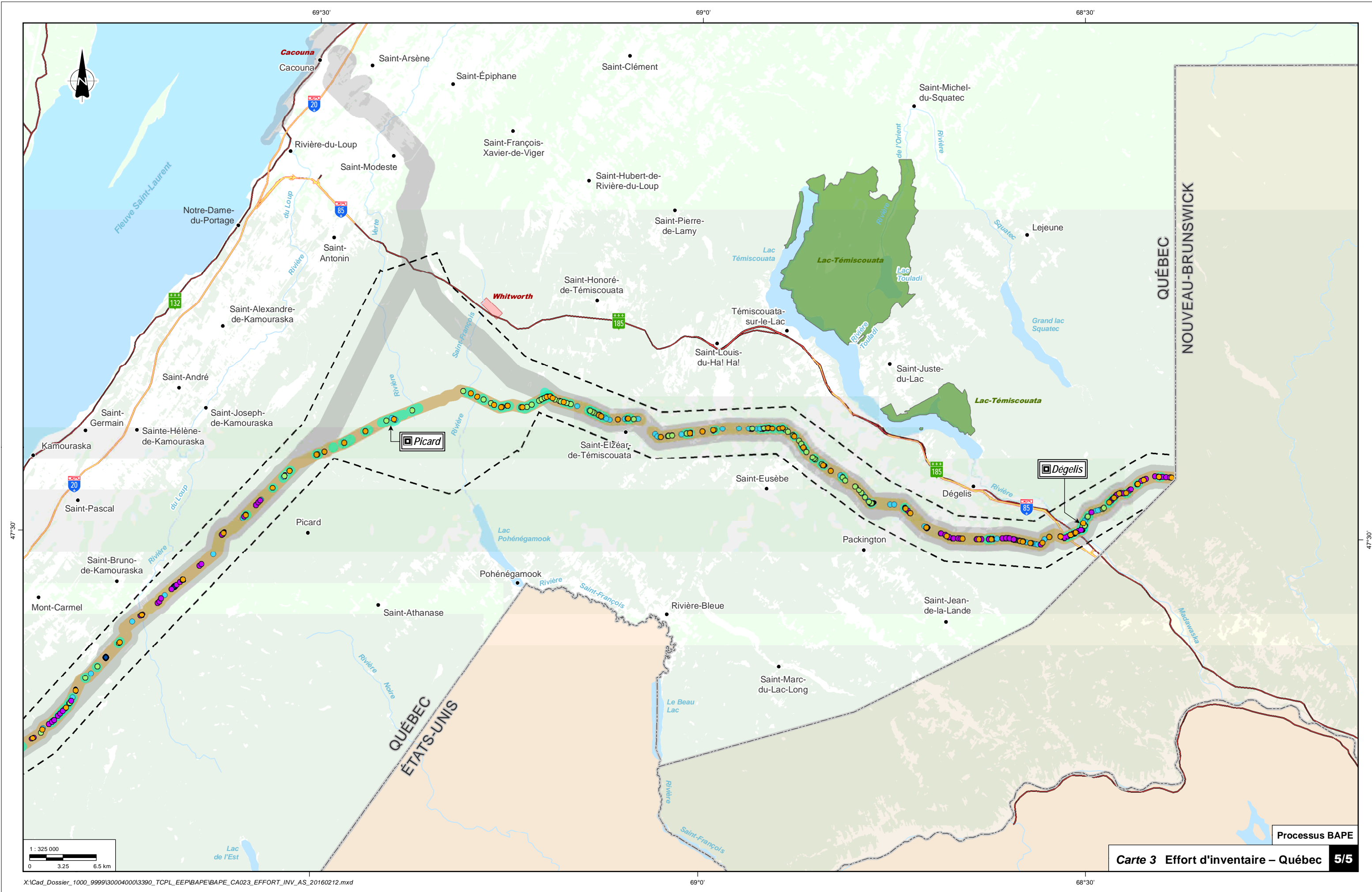
Maskinongé

Trois-Rivières





Processus BAPE

Carte 3 Effort d'inventaire – Québec 2/5











COMPOSANTES DU PROJET

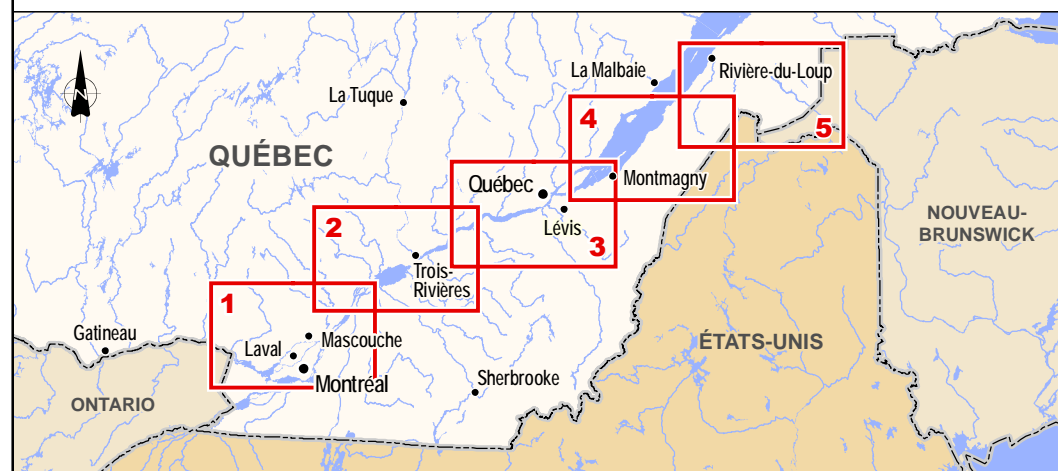
-  Zone d'étude régionale
-  Tracé
-  Station de pompage
-  Station de comptage au point de livraison

REPÈRES GÉOGRAPHIQUES

-  Frontière
-  Autoroute
-  Route nationale
-  Aéroport international
-  Municipalité
-  Établissement amérindien
-  Parc national du Québec
-  Parc national du Canada
-  Zone d'exploitation contrôlée (ZEC)

COMPOSANTES ENVIRONNEMENTALES

-  Écosystème forestier exceptionnel
-  Habitat d'une espèce floristique menacée ou vulnérable
-  Habitat faunique
-  Milieu humide
-  Projet de réserve écologique
-  Refuge biologique
-  Refuge d'oiseaux migrateurs
-  Réserve écologique
-  Réserve naturelle reconnue
-  Servitude à des fins écologiques
-  Zone importante pour la conservation des oiseaux



Plan de localisation

SOURCES

- RNCan (BNDT 250k, hydrographie) 2010.
- MRN (BDGA 1M, réseau routier) 2010.
- MRN (BDGA 1M, découpages administratifs) 2012.
- MRN (BDGA 1M, pôles d'occupation) 2010.
- RNCan (BNDT 50k et 250k, pôles d'occupation) 2010.
- MRN (TRQ 100k, territoires récréatifs) 2010.
- MRN (FORGEN-TERGEN 20k, milieux humides) 2013.
- Canards Illimités Canada (milieux humides) 2009 à 2013.
- MRN (HAFA, habitats fauniques) 2011.
- BirdLife International (ZICO) 2013.

- MDDELCC (aires protégées) 2015.
- MRN (Registre foncier, aires protégées) 2015.
- MFFP (aires protégées) 2015.

OLÉODUC ÉNERGIE EST



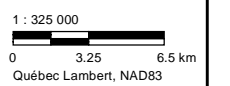
Carte 4

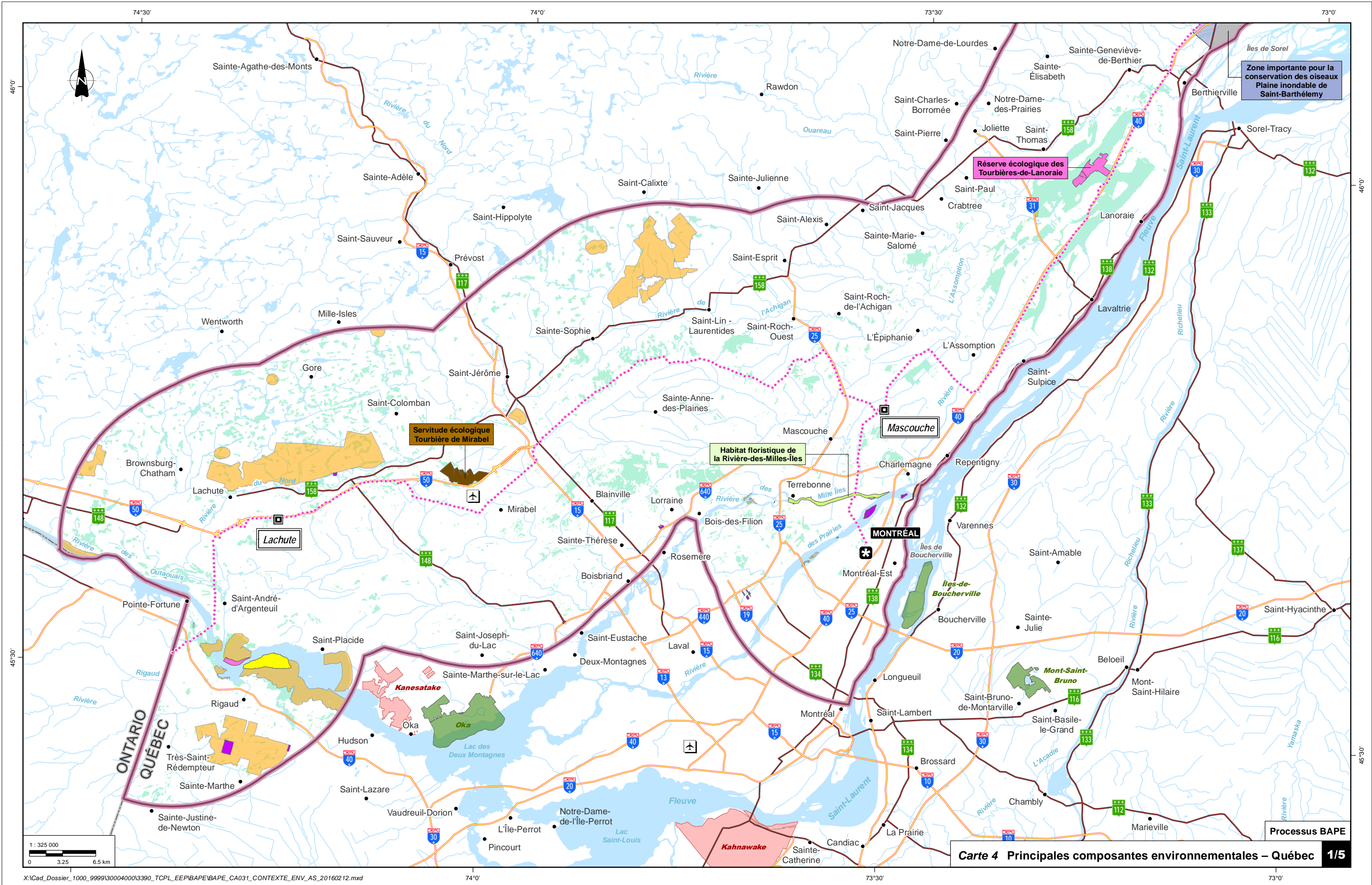
Principales composantes environnementales – Québec

Processus BAPE

Cartographie :
Chargé de projet :
Date : 2016-02-12

Laurent Savard
Claude Veilleux, ing. & agr.
Dossier : 3390-799





Zone importante pour la conservation des oiseaux
Plaine inondable de Saint-Barthélemy

Réserve écologique des
Tourbières-de-Lanoraie

Servitude écologique
Tourbière de Mirabel

Habitat floristique de
la Rivière-des-Milles-Îles

Mascouche

Lachute

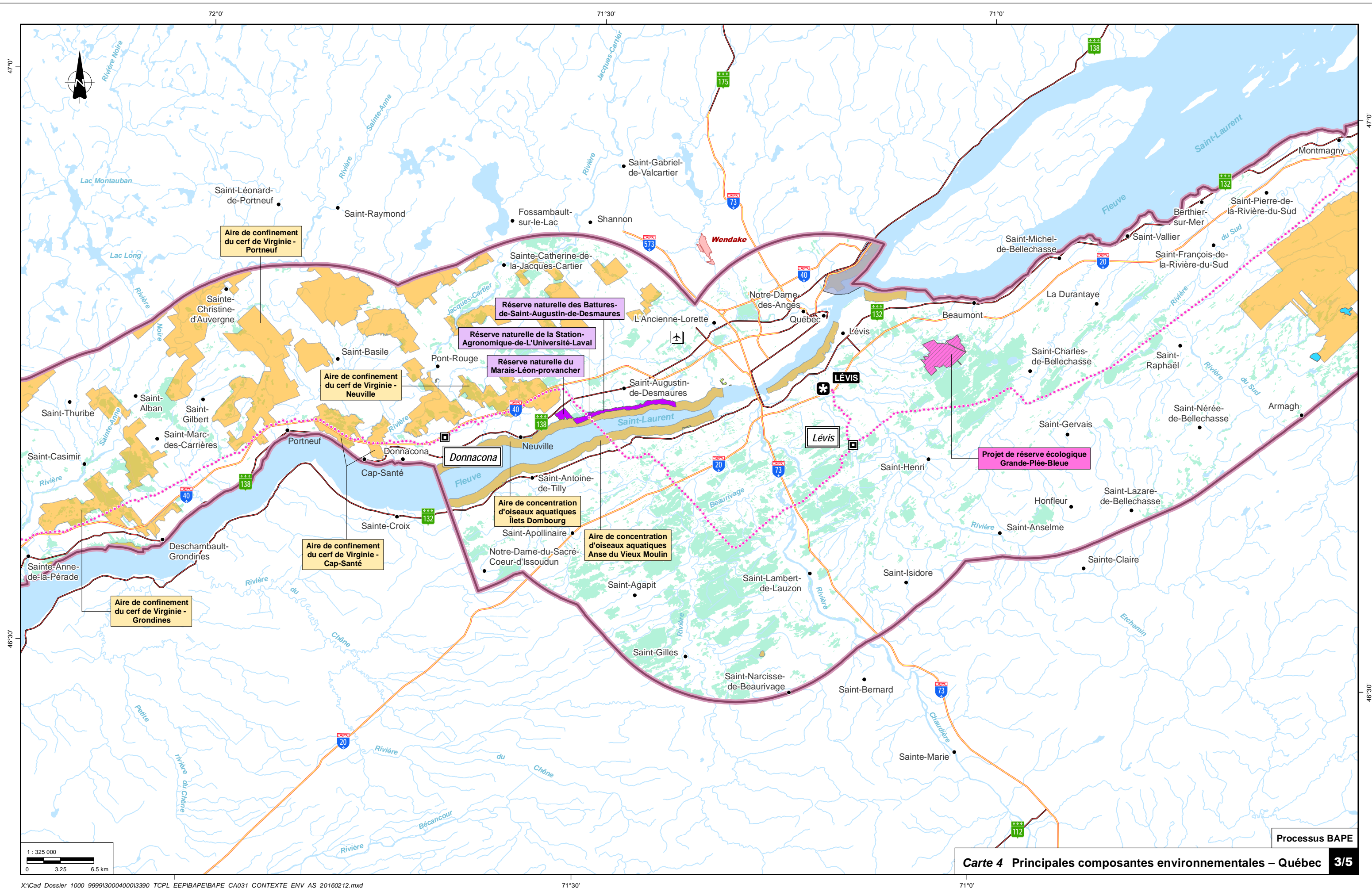
MONTREAL

ONTARIO
QUÉBEC

1 : 325 000
0 3.25 6.5 km

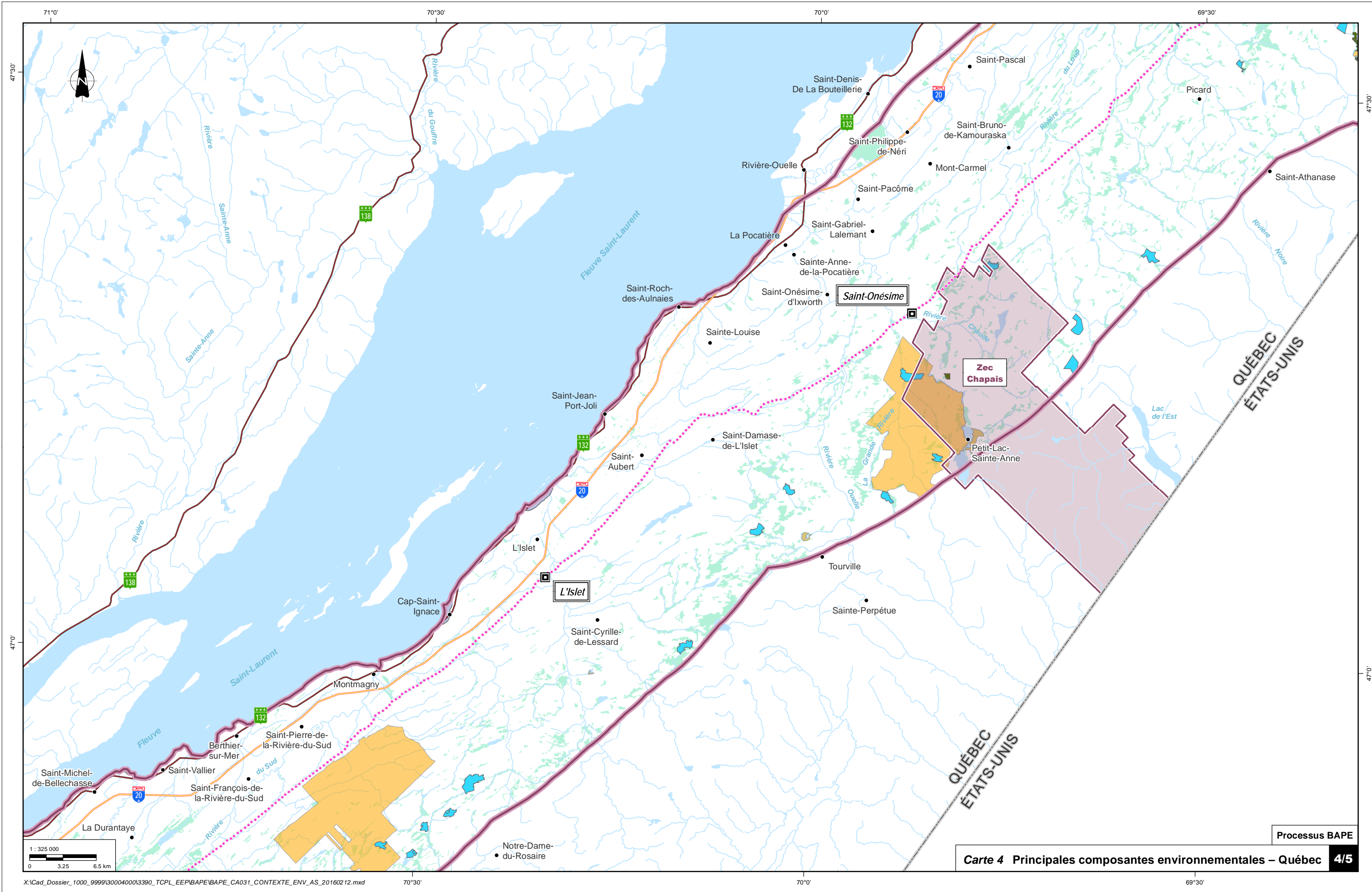
Processus BAPE

Carte 4 Principales composantes environnementales – Québec 1/5



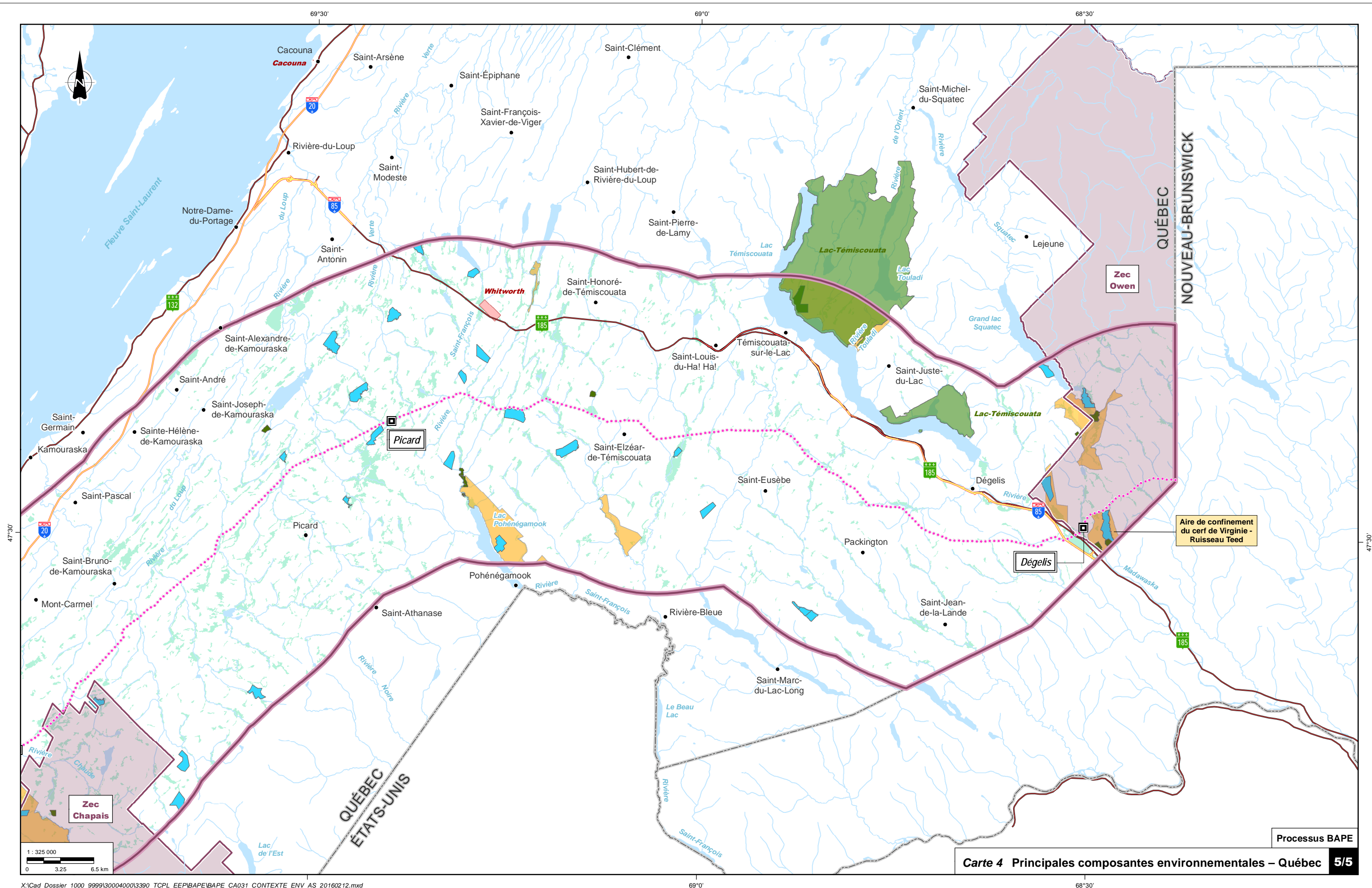
Carte 4 Principales composantes environnementales – Québec 3/5

Processus BAPE



Carte 4 Principales composantes environnementales – Québec 4/5

Processus BAPE



Carte 4 Principales composantes environnementales – Québec 5/5

Processus BAPE