



DESTINATAIRE : Madame Mireille Paul, directrice
Direction générale de l'évaluation environnementale et
stratégique

DATE : Le 15 avril 2016

OBJET : Projet Oléoduc Énergie Est - volet pipeline
V/réf. : 3212-10-002 - N/réf. : **SCW-938931**

Vous trouverez ci-jointe une note donnant suite à votre demande du 9 février 2016 concernant l'acceptabilité du projet susmentionné au regard des changements climatiques.

Pour les étapes subséquentes de la procédure, nous considérons opportun d'être consultés. La personne qui a été désignée pour analyser ce dossier à la Direction générale de l'expertise climatique et des partenariats, à la Direction des programmes, est M. Sergio Cassanaz que vous pouvez joindre au poste 4917.

La directrice,


Manon Lacharité

c. c. M. Sergio Cassanaz



DESTINATAIRE : Manon Lacharité, directrice des programmes
Direction générale de l'expertise climatique et des partenariats

EXPÉDITEUR : Sergio Cassanaz ing.

DATE : Le 11 avril 2016

OBJET : Projet Oléoduc Énergie Est - volet pipeline
V/réf. : 3212-10-002 - N/réf. : SCW-938931

La présente se veut l'avis de la Direction générale de l'expertise climatique et des partenariats (DGECP) en réponse à la demande de la Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique (DGEES) concernant l'évaluation des impacts environnementaux du projet de construction et d'exploitation de l'oléoduc Énergie Est par Énergie Est ltée. Le présent avis consiste en une mise à jour de celui transmis à la DGEES le 10 avril 2015 et est basé sur les documents qui ont été mis à notre disposition dans le cadre de l'étude du projet par l'Office national de l'Énergie. Conformément au champ d'expertise de la DGECP, nos commentaires portent sur le volet des émissions de gaz à effet de serre (GES) en lien avec le projet.

Selon le rapport « *Projet Oléoduc Énergie Est* » réalisé en septembre 2014 par Énergie Est ltée, le projet d'oléoduc sur le territoire canadien consiste à construire de nouveaux actifs et à convertir une partie de l'actuel gazoduc principal de TransCanada PipeLines Limited pour permettre le transport et la livraison du pétrole brut de l'Ouest canadien à partir d'Hardisty (Alberta) et de Moosomin (Saskatchewan) jusqu'aux points de livraison dans l'est du Canada.

Le projet à l'échelle du Canada comprend les installations permanentes suivantes :

- Un nouveau pipeline de 42 po de diamètre nominal (DN) et d'environ 1 500 km de longueur dont :
 - **693 km au Québec;**
 - 284 km en Alberta;
 - 104 km dans l'est de l'Ontario;
 - 407 km au Nouveau-Brunswick.

- La conversion, hors Québec, d'environ 3 000 km de l'actuel gazoduc de 42 po de DN de TransCanada en pipeline pour le transport du pétrole brut, dont :
 - 614 km en Saskatchewan;
 - 465 km au Manitoba;
 - 1 922 km dans le nord de l'Ontario.

- Construction de conduits latéraux et d'interconnexions, dont :
 - 17 km de canalisation de 42 po de DN, soit le latéral de Montréal, au Québec;
 - 10 km de canalisation de 42 po de DN, soit le latéral de Lévis, au Québec;
 - 3 km de canalisation de 42 po de DN, soit la canalisation d'interconnexion de Cacouna, au Québec;
 - 60 km de canalisation de 42 po de DN, soit le latéral de Cromer en Saskatchewan et au Manitoba.

- Soixante-douze (72) stations de pompage, dont 64 électriques et 8 au gaz naturel, dans le nord de l'Ontario.

- Trois (3) terminaux de réservoirs hors Québec soient : Hardisty (Alberta), Moosomin (Saskatchewan) et St John (Nouveau-Brunswick).

- Un terminal maritime à St John (Nouveau-Brunswick).

- Une station de régulation de la pression près de Burstall en Saskatchewan;

- Deux stations de comptage de pétrole aux points de livraison des conduits latéraux de Montréal et de Lévis;

- La construction et l'utilisation de routes d'accès aux nouvelles stations de pompage, aux nouveaux terminaux et aux nouvelles vannes de sectionnement.

Selon le rapport, le promoteur estime que les émissions de GES totales du projet liées à la construction représenteraient 399 kilotonnes annuels d'équivalents CO₂ dont 79 kilotonnes annuels d'équivalents CO₂ au Québec sur près de trois ans. Les principales sources d'émission seraient la construction de l'oléoduc, la construction des stations de pompage, la mise à l'air libre du gaz naturel résiduel dans les tronçons du gazoduc qui seront convertis en oléoduc et la construction des terminaux.

Pour ce qui est des émissions de GES résultant de l'exploitation de l'oléoduc pour le Canada, elles ont été estimées par le promoteur à 508 kilotonnes d'équivalents CO₂ par année, dont seulement 2 kilotonnes d'équivalents CO₂ par année au Québec en raison de l'abandon du projet de terminal maritime à Cacouna et des faibles émissions de GES des stations de pompage électriques au Québec. Les principales sources d'émission de GES au Canada dues à l'exploitation de l'oléoduc proviendraient de l'exploitation du terminal maritime au Nouveau-Brunswick, du fonctionnement des stations de pompage, des émissions fugitives des oléoducs et des réservoirs de stockage de produits pétroliers, de la combustion de diesel dans les navires-citernes lorsqu'ils sont à quai et de la combustion des vapeurs organiques au cours du chargement portuaire. Le tableau 1 ci-après résume les émissions du projet d'oléoduc estimées pour le Québec.

Tableau 1 – Émissions annuelles de GES au Québec découlant du projet (selon les données du promoteur)

Année	Construction* (tCO _{2e})	Exploitation (tCO _{2e})	Total (tCO _{2e})
1	79 000		79 000
2	79 000		79 000
3	79 000		79 000
4	0	2 000	2 000
5	0	2 000	2 000
... etc.	0	2 000	2 000

*Ces émissions cesseront dès que les travaux de construction, d'une durée de 2,67 ans, seront terminés.

Analyse et commentaires

Les commentaires de la DGECP portent sur les sections suivantes :

▪ **Section 6.1.9.3**

Promoteur :

Il existe une limite technique liée à la détermination de l'importance des émissions de GES découlant du projet par rapport à l'effet des changements climatiques. Comme le mentionne le guide fourni par l'ACEE sur l'évaluation du changement climatique dans les évaluations environnementales, « la contribution d'un projet donné aux changements climatiques ne peut être mesurée ». Par conséquent, l'évaluation des effets résiduels du projet sera centrée sur l'estimation des émissions de GES, l'atténuation et l'évaluation des émissions de GES découlant du projet par rapport aux émissions totales de GES à l'échelle provinciale, fédérale et mondiale.

Commentaire :

Concernant l'estimation des GES, le document de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) mentionne qu'on peut évaluer l'importance environnementale d'un projet en le situant dans le contexte des objectifs stratégiques ou des règlements des instances concernées et, le cas échéant, en utilisant d'autres outils comme l'évaluation environnementale stratégique (EES) des politiques, des plans ou des priorités établis par ces instances. La DGECP privilégie cette approche pour le Québec.

À titre d'exemple, au Québec, deux réglementations s'appliquent relativement aux émissions de GES des établissements :

1. Le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (RDOCECA) qui établit que tous les établissements qui émettent sur une base annuelle plus de 10 000 tonnes d'équivalents CO₂ doivent déclarer leurs émissions;

2. Le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE)* établit que tout émetteur qui exploite une entreprise dans un secteur d'activité visé par le règlement et dont l'établissement émet plus de 25 000 tonnes d'équivalents CO₂ par année est considéré un grand émetteur et est assujéti au marché du carbone.

Selon la Direction générale de la réglementation carbone et des données d'émission , à la lumière de l'information disponible à l'heure actuelle, le projet de construction de l'oléoduc Énergie Est ne serait pas assujéti au RDOCECA.

Pour ce qui est du SPEDE, le transport du pétrole est visé par ce règlement. Conséquemment, si les émissions annuelles d'exploitation de l'oléoduc Énergie Est dépassent le seuil de 25 000 tonnes d'équivalents CO₂, le projet sera assujéti au SPEDE.

Par ailleurs, selon la DGECP, l'intégration des changements climatiques aux exigences environnementales s'inscrit dans la stratégie gouvernementale d'adaptation aux changements climatiques 2013-2020. Bien qu'il soit parfois difficile d'évaluer l'impact des changements climatiques dans le cadre d'un projet, cet enjeu est intégré dans la conception de certains projets d'infrastructures et des exemples existent à cet effet (ex. : conception de barrages publics, construction d'autoroutes, etc.). Les modèles climatiques existants, notamment ceux développés par le consortium Ouranos, et des outils tels que l'Atlas hydroclimatique du Québec méridional, permettent de faire des prédictions sur les éléments qui risquent d'affecter les infrastructures à long terme ainsi que sur le milieu dans lequel elles sont implantées. Ces projections et évaluations peuvent ainsi servir à concevoir des ouvrages plus sécuritaires en prévision de ces changements éventuels.

Pour la DGECP, le présent projet implique des centaines de traversées de cours d'eau, il pourrait toucher des milieux sensibles ou d'importance (ex. : milieux humides) qui subiront les impacts des changements climatiques qu'il importe d'évaluer. Ainsi, dans le cadre d'une évaluation du projet selon la procédure du Québec, il pourrait être demandé au promoteur de documenter dans quelle mesure les conditions climatiques futures ont été prises en compte en ce qui concerne l'emplacement, la conception et la construction de l'oléoduc et des infrastructures connexes (ex. : stations de pompage, chemin d'accès et autres structures hors terre). Parmi les éléments à considérer pour l'ensemble des infrastructures du projet, notons les impacts de l'augmentation de la fréquence et/ou de l'intensité des précipitations extrêmes et des inondations, de la sévérité des étiages et des crues des cours d'eau qui seront traversés, de l'érosion des berges et de la fréquence des cycles de gel-dégel. Il pourrait également être pertinent de suivre le développement des exigences des autres provinces à cet égard.

▪ **Section 6.3.1 – Sources d'émissions de GES**

Promoteur :

« Énergie Est ne sera ni propriétaire ni directement responsable de l'équipement à l'emplacement où seront générées et rejetées ces émissions. En outre, les rejets et les émissions des tiers ne sont pas pris en compte dans la portée de l'ÉES. Il est

néanmoins proposé d'atténuer ces émissions par une conception écoénergétique, lorsque c'est faisable. »

Commentaire :

Tout équipement utilisé par des sous-traitants aux fins des activités sous le contrôle opérationnel du promoteur est attribué également au projet. Par conséquent, toutes les émissions du projet, produites par le responsable du projet ou par ses sous-traitants, doivent être quantifiées. Ainsi, le promoteur doit donc présenter de nouvelles évaluations d'émissions de GES qui incluent celles des sous-traitants.

▪ **Section 6.3.3.2 – Stations de pompage**

Promoteur :

Selon la section 2.4.2 du rapport supplémentaire « Greenhouse Gas Technical Data Report » préparé en décembre 2014 par Stantec Consulting Ltd, seulement les émissions des huit stations de pompage au gaz naturel ont été comptabilisées dans le calcul des émissions de GES découlant de l'exploitation des stations de pompage.

Commentaire :

Pour le Québec, les stations de pompage prévues au projet fonctionneraient à l'électricité. Dans ce cas, les émissions de GES qui y sont reliées seraient très faibles (voir tableau 2) étant donné la prédominance de l'hydroélectricité.

Tableau 1. Facteurs d'émission de GES pour la production d'électricité dans les différentes provinces où se déroule le projet

Province	Facteur d'émission (gCO ₂ e/KWh)	Source
Alberta	820	RIN 1990-2013 – Tableau A11-10
Saskatchewan	770	RIN 1990-2013 – Tableau A11-9
Manitoba	3,6	RIN 1990-2013 – Tableau A11-8
Ontario	80	RIN 1990-2013 – Tableau A11-7
Québec	2,5	RIN 1990-2013 – Tableau A11-6
Nouveau Brunswick	300	RIN 1990-2013 – Tableau A11-5

▪ **Section 6.5 – Détermination de l'importance des effets résiduels**

Promoteur :

À la page 6-24, le promoteur fournit des critères pour déterminer l'ampleur des effets du projet sur les émissions de gaz à effet de serre. Selon le rapport, l'ampleur des effets a été classifiée selon le tableau 2 présenté ci-dessous :

Tableau 2. Classification de l'intensité des impacts du projet sur les émissions de gaz à effet de serre

Intensité des impacts du projet sur les émissions de gaz à effet de serre		
Faible	Modérée	Élevée
Inférieur à 50 000 tCO ₂ e par année	Entre 50 000 tCO ₂ e et 1 million de tonnes d'équivalents CO ₂ par année	Supérieur à 1 million d'équivalents CO ₂ par année

Commentaire :

Au Québec, et tel que mentionné précédemment, tous les établissements visés dont les émissions annuelles de GES dépassent le seuil de 10 000 tonnes d'équivalents CO₂, sont obligés de déclarer leurs émissions pour se conformer au RDOCECA et, à partir de 25 000 tonnes d'équivalents CO₂, ils sont considérés des grands émetteurs. Par conséquent, la DGECP estime que la classification de l'intensité des impacts proposée par le promoteur est inadéquate pour le Québec, et qu'il devra s'arrimer avec la réglementation québécoise dans l'étude des GES soumise à la procédure québécoise d'évaluation des impacts.

▪ Autres considérations

Dans le cadre de l'étude des impacts des différentes propositions de tracés pour le transport par pipeline du pétrole de l'Ouest canadien (États-Unis, Colombie-Britannique) plusieurs questions au regard de l'augmentation des émissions de GES en lien avec la provenance des hydrocarbures ont été soulevées. Ainsi, afin de mieux documenter l'empreinte carbone du projet d'oléoduc Énergie Est, il pourrait être demandé au promoteur, dans le cadre de la procédure québécoise d'évaluation des impacts, de réaliser une analyse du cycle de vie de son projet de pipeline en incluant toutes les activités en amont et en aval et en le comparant à d'autres options.

Conclusion et recommandations :

Comme demandé par la DGEES, la DGECP a fait une analyse en fonction du projet global soumis devant l'Office national de l'Énergie avec les limites inhérentes qui s'y rattachent et sur la base des informations disponibles.

Au niveau canadien, selon le promoteur, les émissions totales liées à la construction seraient de 1 064 kt d'équivalents CO₂ réparties sur environ 2,67 ans, ce qui représente 399 kt d'équivalent CO₂ par année. Toujours selon le promoteur, l'exploitation du projet générera 440 kt d'équivalent CO₂ par année. La DGECP a constaté que les évaluations de GES sont incomplètes et recommande que dans une étude ultérieure, elles soient corrigées conformément aux commentaires précédents.

Selon le promoteur, les émissions au Québec dues à la construction de l'oléoduc seraient de 212 kilotonnes d'équivalent CO₂ sur la durée des travaux de 2,67 ans, soit 79 kt d'équivalent CO₂ par année. L'exploitation du projet générera 2 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année au Québec.

D'autre part, le promoteur devra se référer aux règlements applicables au Québec et s'assurer que les calculs des émissions de GES du projet incluent aussi celles des sous-traitants. Il convient notamment de noter que le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) s'applique au transport du pétrole par oléoduc si les émissions annuelles issues de l'exploitation de l'oléoduc et, de ses installations connexes dépassent 25 000 tonnes d'équivalents CO₂ par année.

Concernant le volet adaptation du projet aux changements climatiques, le promoteur devra également documenter comment seront intégrés les enjeux climatiques dans son projet d'oléoduc, en particulier pour la conception. Il devra également démontrer qu'il utilise les meilleures technologies disponibles pour atténuer les émissions de GES de son projet. De plus, afin de mieux documenter l'empreinte carbone du projet d'oléoduc Énergie Est dans le cadre de la procédure québécoise d'évaluation des impacts, il serait pertinent que le promoteur réalise une analyse du cycle de vie de son projet en incluant toutes les activités et en le comparant à d'autres options.

Finalement, pour les étapes subséquentes de la procédure, la DGECP considère d'intérêt d'être consultée et est disponible pour répondre à toute question complémentaire concernant le présent avis.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Sergio Cassanaz', is written over a large, loopy, oval-shaped scribble.

Sergio Cassanaz Ing. MSc.A.

