



Mémoire présenté par Bruno Detuncq (citoyen)

Dans le cadre du BAPE consacré au projet

Énergie Saguenay

29 octobre 2020

Auteur du mémoire :

Bruno Detuncq, professeur à la retraite de l'École Polytechnique de Montréal, spécialiste en combustion.

Titre du mémoire :

Taux de retour énergétique du projet GNL Québec

Liste des abréviations :

GJ : milliard de Joules, unité d'énergie
GNL : gaz naturel liquéfié
HP : horse power, unité de puissance = 745 Watts
kg : kilogramme
km/h : kilomètre / heure
m³ : mètres cubes
Mm³ : million de mètres cubes
MJ : million de Joules, unité d'énergie
Mt : million de tonnes
MW : million de Watts, unité de puissance
s : seconde
TRE : taux de retour énergétique (EROI en anglais)

Introduction :

Le projet GNL Québec est un projet énergétique, car il vise à transformer une forme d'énergie primaire en énergie secondaire, que ce soit l'électricité ou la chaleur, en passant à travers un certain nombre de procédés de transformation tels l'extraction, le raffinage, le transport, la liquéfaction et autres.

Tout projet de ce type, surtout de cette ampleur, doit être analysé sous différents angles pour permettre une appréciation plus juste de ses impacts en comparaison avec d'autres choix de projets énergétiques. Dans le dossier accessible au public, il n'a pas été possible de trouver trace d'une approche basée sur l'analyse du taux de retour énergétique du projet GNL Québec, et c'est bien dommage. L'analyse économique prédomine et les analyses impacts environnementaux ciblés et partiels suivent. Mais ce n'est pas suffisant. Est-ce que ce projet est rentable en terme énergétique en regard d'autres filières ? C'est une question fondamentale.

L'analyse par le taux de retour énergétique est une analyse globalisante, il est donc nécessaire d'inclure l'ensemble du projet pour en faire ressortir des conclusions valables. Dans toutes les présentations du projet GNL Québec, l'argument principal de promotion a toujours été une diminution présumée de 28 Mt CO₂ eq des émissions mondiales des gaz à effets de serre (GES). Le promoteur utilise un argument d'impact global, ce qui justifie que les citoyens puissent également invoquer cet argument dans leurs analyses du projet. C'est donc par souci de cohérence que les commissaires du BAPE doivent recevoir cette analyse qui englobe l'ensemble du projet, de l'extraction à la combustion finale. Cela permet aux citoyens de se situer sur le même niveau que le promoteur pour donner un avis sur la pertinence du projet.

L'analyse développée dans ce texte utilise une donnée fournie par le promoteur, soit la production annuelle envisagée de 10,5 Mt de gaz naturel liquéfié, et utilise également l'hypothèse de la production d'électricité par des centrales thermoélectriques comme étant la finalité envisagée la plus probable du gaz naturel exporté; hypothèse mentionnée dans l'analyse d'impact du promoteur.

Définition du « TRE – Taux de retour énergétique »

Le taux de retour énergétique, TRE (*EROI Energy Returned On energy Invested*), est le ratio d'énergie utilisable finale, rapportée à la quantité d'énergie dépensée pour obtenir cette énergie. Plus la valeur du TRE est élevée, plus le projet est rentable sur le plan énergétique. Lorsque le TRE d'une ressource est inférieur ou égal à 1, alors cette source d'énergie devient un « puits d'énergie ».

Dans ce texte, l'abréviation TRE sera utilisée pour alléger la lecture.

Équation représentant le concept de TRE :

$$\text{TRE} = \frac{\text{Énergie utile finale}}{\text{Énergie dépensée}}$$

Dans toute analyse du TRE il est essentiel de définir correctement l'enveloppe qui délimitera les limites du système. Si les limites sont mal définies ou partielles, les résultats seront affectés et permettront des interprétations très divergentes. L'analyse du taux de retour énergétique peut être faite sur chaque partie d'un processus pour ensuite l'appliquer sur l'ensemble d'un projet. Ce sera l'approche utilisée dans l'analyse proposée ici, de cette façon une vision globale pourra se dégager.

Comparaison du TRE pour différentes filières énergétiques

Il y a une centaine d'années, la valeur du TRE pour le pétrole de Pennsylvanie était d'environ 100. C'est-à-dire, qu'avec l'énergie d'un seul baril de pétrole, on pouvait en extraire 100 barils. La tendance actuelle est à une diminution importante de cette valeur, même pour le pétrole de la péninsule arabique qui a actuellement le plus haut taux de retour, soit environ 15. C'est la même chose pour le gaz naturel. Le taux de retour énergétique a diminué énormément avec l'épuisement des ressources de gaz et de pétrole de type conventionnel pour passer aux ressources non conventionnelles en Amérique du Nord. Ceci pour deux raisons. Les non-conventionnelles nécessitent l'apport de fracturation hydraulique, ce qui demande beaucoup d'énergie, et de plus, les puits s'épuisent rapidement, il faut donc au bout de 6 mois à 2 ans abandonner les puits pour recommencer à forer plus loin. Encore là beaucoup d'énergie est perdue dans ce processus.

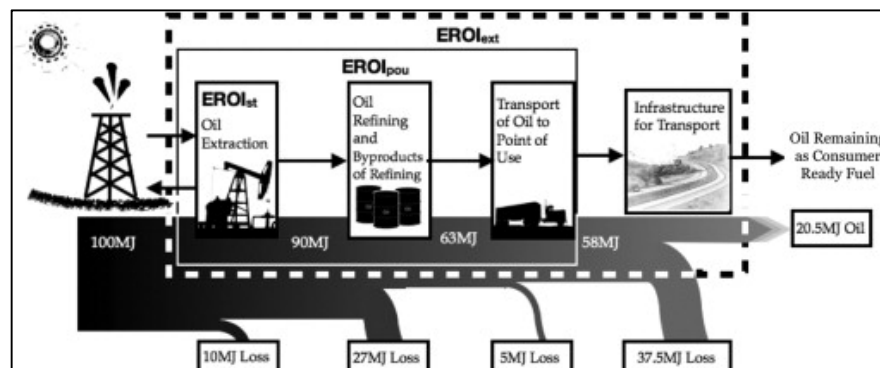


Figure-1 : Présentation du concept de TRE (EROI)

La figure-1 est reprise des travaux de Charles Hall¹ qui démontre graphiquement comment le TRE (EROI) peut être utilisé pour analyser le flux énergétique d'un procédé. Chaque sous-système possède ses propres pertes d'énergie, donc son propre TRE et une valeur globale sera calculée à partir des valeurs particulières.

Il est évident que plus le TRE est élevé, moins il y a de pertes d'énergie dans le processus analysé. Toute perte d'énergie est en fait une production d'entropie et, dans le cas des énergies fossiles, une augmentation d'émissions de GES, ce qui est à éviter le plus possible en cette période de dérèglement climatique de plus en plus intense.

Autre intérêt du concept de TRE (EROI), il permet de comparer entre elles des sources d'énergie très différentes, comme le présente la figure-2 qui suit provenant de la même source que pour la figure-1. Ce sont des valeurs calculées pour l'ensemble du cycle de vie, depuis la construction jusqu'à la fin d'une installation. On y constate que l'hydroélectricité possède une valeur de TRE la plus élevée, car une fois le barrage et les infrastructures installés, l'énergie en elle-même est gratuite et les besoins internes des centrales sont minimes. De plus, les barrages ont une espérance de vie très longue.

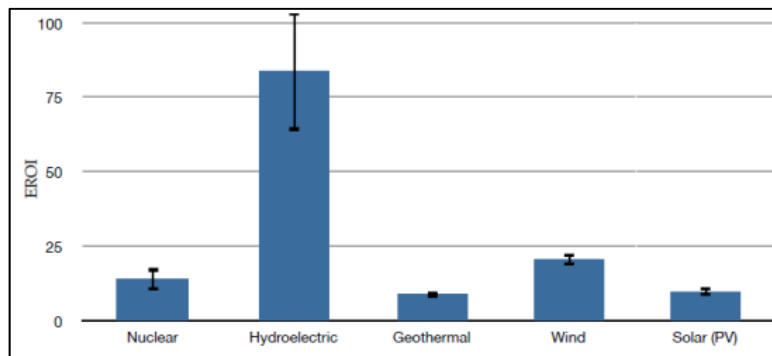


Figure-2 : Comparaison de la valeur de TRE (EROI) pour différentes sources énergétiques

Les énergies solaire et éolienne présentent des valeurs de TRE entre 10 et 20, valeurs d'une analyse en 2014, mais il ne faut pas oublier que ce sont des filières en évolution très rapide depuis une vingtaine d'années, ce qui permettra d'améliorer ce paramètre. La pleine maturité n'étant pas encore atteinte. Une méta-analyse² datant de 2020 montre que pour l'énergie éolienne la tendance pour les grandes installations terrestres récentes est plutôt d'une valeur de TRE de l'ordre de 35 et d'environ 17 pour les grandes installations en mer. Autres avantages de ces filières, est la faible production de GES, les émissions se produisent durant la phase de construction des installations, ensuite les émissions sont nulles dans la phase d'exploitation.

La figure-3 compare le TRE pour la filière des combustibles fossiles, incluant le charbon. Pour ce combustible, même si le taux de retour énergétique est assez élevé, il demeure quand même un désastre sur le plan environnemental. Pour cette raison il tend à être remplacé par des filières moins polluantes et mieux acceptées par les populations.

Cette figure représente des valeurs à une certaine date, mais l'épuisement des réserves fait diminuer la valeur du TRE avec les années qui passent, car la ressource est plus difficile à extraire. Ce qui n'est pas le cas des sources renouvelables qui demeurent constantes ou voient leur TRE augmenter.

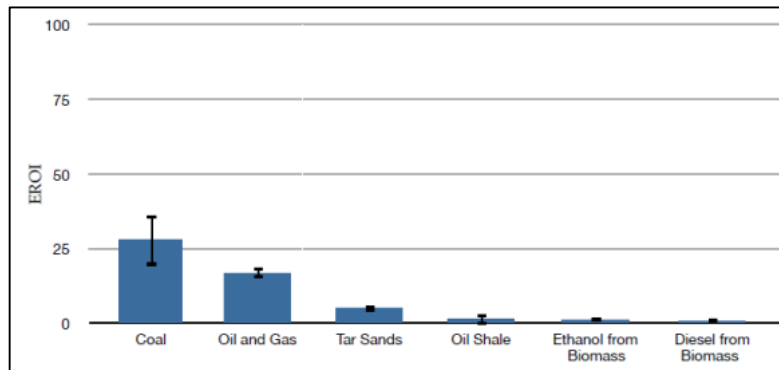


Figure-3 : Comparaison de la valeur de TRE (EROI) pour différents types de combustibles fossiles

Analyse du TRE du projet GNL Québec

Avant de se lancer dans l'analyse de chaque étape du projet, il est nécessaire de définir quelques données qui seront utilisées par la suite, toutes ces valeurs proviennent de la référence-3 :

- Débit massique de gaz naturel livré à l'usine de liquéfaction : 10,5 Mt par année
- Pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz naturel : 41,56 MJ/kg
- Densité du GN gazeux dans le gazoduc : 0,9 kg/m³
- Densité du GNL (liquide) : 422 kg/m³

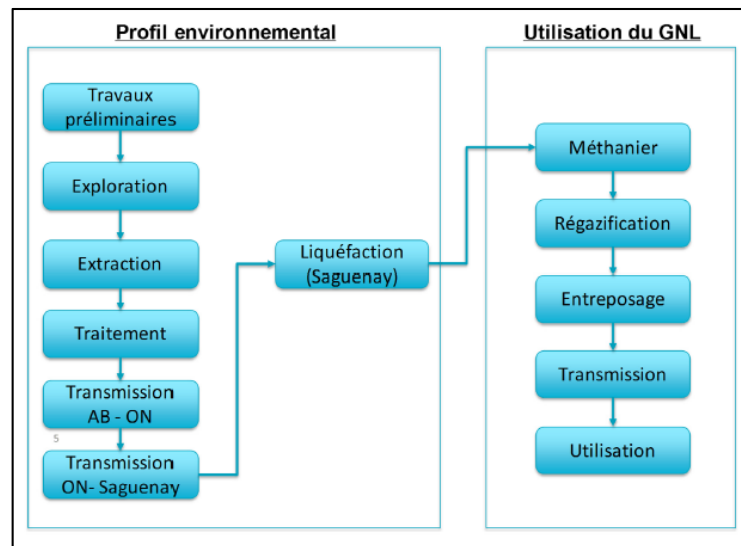


Figure-4 : Frontière du système global de l'exploration à la combustion du gaz naturel³

Ce projet fait appel à de nombreuses étapes, qui chacune imposeront des dépenses énergétiques, la figure-4 présente ces étapes. Cette figure provient de l'étude d'impact environnementale qui a été produite par WSP en 2019 et qui englobe toutes les étapes du projet.

Afin de simplifier l'analyse et d'éviter le passage entre des unités de masse, de volume et d'énergie, nous convertissons tous les flux de masse et de volume en termes de flux d'énergie. En utilisant la valeur du débit de 10,5 Mt/an de GNL et le pouvoir calorifique inférieur sous forme massique, on obtient un flux énergétique annuel d'exportation de : $436,38 \times 10^6$ GJ/an.

Étape de l'extraction

Afin de simplifier le travail, nous n'analyserons pas la phase d'exploration, qui est de toute façon peu documentée et de faible importance.

Une grande diversité de résultats est obtenue des évaluations du taux de retour énergétique des différents puits de gaz de fracturation. Cela provient de plusieurs facteurs, dont la profondeur du forage pour atteindre la ressource, de la concentration du gaz dans la gangue rocheuse, qui diminue avec le temps, et bien d'autres facteurs. La valeur du TRE peut donc être très variable d'un puits à un autre et d'une région à une autre.

Une analyse statistique approfondie effectuée par H. Yaritani et J. Matsushima⁴ a porté sur un grand nombre de données d'extraction sur le territoire américain a permis de dégager une valeur moyenne du TRE de 17 pour cet ensemble. Cette synthèse de l'information disponible est très souvent citée comme très rigoureuse. On peut supposer que cette valeur doit être semblable pour le territoire de l'Alberta, la géologie est semblable et les méthodes d'extraction également.

L'énergie nécessaire pour extraire le gaz naturel est donc le 1/17 de l'énergie équivalente du GNL exporté, soit une valeur de $25,67 \times 10^6$ GJ/an. Cette énergie est alimentée par des sources extérieures, principalement du diesel et sert à faire fonctionner les foreuses, les pompes nécessaires à la fracturation hydraulique, les camions de transport et tous les équipements annexes.

Étape de raffinage du gaz

Étape importante avant de transporter le gaz naturel par un gazoduc. Le gaz naturel extrait d'un puits contient un mélange, qui typiquement en Alberta est composé de 82,8% de méthane, 4,5% d'éthane, 2,7% de propane et 10% d'un mélange de CO₂, N₂, H₂S, ainsi que des traces de vapeur d'eau.

Il est nécessaire d'éliminer les gaz qui peuvent provoquer de la corrosion et qui diminuent la valeur calorifique du gaz vendu. Le gaz qui doit être livré à l'usine du Saguenay doit avoir une concentration en méthane de 95%.

Le processus de raffinage exige une certaine quantité d'énergie, une étude de Moeller et Murphy⁵ présentée en 2016, avance la valeur moyenne de 0,002 MJ d'énergie par MJ de gaz qui est traité. Ce taux appliqué au projet analysé ici donne une valeur de $0,873 \times 10^6$ GJ/an. Cette énergie est alimentée par des sources extérieures.

Étape de transport par gazoduc

Selon l'étude de WSP à la page 151, il est mentionné qu'il est requis une station de pompage tous les 120 km en moyenne et que chaque station est composée de 4 compresseurs de 3590 HP chaque, ayant une efficacité de 95%. L'énergie fournie est donc de 3779 HP par compresseur, donc une puissance de 15 116 HP par station. Connaissant le fait qu'un HP est équivalent à 0,745 kJ/s, la puissance installée par station est de 11 337 kJ/s, ou 11,337 MJ/s.

Le trajet total entre l'Alberta et l'usine de liquéfaction est de 3759 km, il est donc nécessaire d'installer 31 stations de compression. Que les stations soient alimentées par du gaz naturel ou par de l'électricité, cela change très peu à l'énergie qui est nécessaire de fournir.

Le nombre de secondes par année est de 31 536 000 s/an, on obtient donc une consommation d'énergie annuelle par station de pompage de $357,523 \times 10^3$ GJ/an. Ce qui fait que pour l'ensemble des 31 stations nécessaires du parcours, l'énergie de pompage sera de $11,083 \times 10^6$ GJ/an. Cette valeur représente environ 2,5% de l'énergie transportée. Cela correspond à des données du même ordre de grandeur pour des gazoducs de cette longueur.

Une partie des stations de pompage utilisent du gaz naturel pour leur fonctionnement et une partie utilise de l'énergie électrique. Pour fin de simplification, nous supposons que l'énergie qu'elle soit d'une forme ou de l'autre sera de source externe au gazoduc.

Étape de liquéfaction du gaz naturel

À son entrée dans l'usine, le gaz est traité pour enlever toutes impuretés ou gaz non désirés. Après ce travail, l'étape de liquéfaction se fait et c'est un procédé très énergivore. Le liquide est ensuite stocké dans deux grands réservoirs avant d'être transbordé dans les méthaniers.

Le promoteur a choisi d'électrifier l'ensemble de l'usine de liquéfaction du gaz naturel pour pouvoir bénéficier d'une énergie dite propre pour fin de marketing et verdir le projet. La majorité des usines utilisent une portion du gaz naturel pour faire la liquéfaction, ce qui réduit le volume exporté sur les marchés extérieurs, ce qui n'est pas le cas ici.

Le fonctionnement de l'usine, comprenant les équipements de liquéfaction et tous les systèmes auxiliaires, nécessite une puissance électrique de 550 MW. Une conversion est effectuée pour obtenir des unités cohérentes avec le reste de l'analyse. On obtient une valeur d'énergie consommée par l'usine de $17,345 \times 10^6$ GJ/an. Ce qui représente environ 4% de l'énergie transportée par le gaz naturel.

Transport par méthaniers

Dans le rapport intitulé « Projet Saguenay – Étude d'impact environnemental – Version finale » de janvier 2019, à la page 190 on peut y lire que la capacité des méthaniers attendus aux infrastructures maritimes du Saguenay variera entre $160\,000\text{ m}^3$ et $180\,000\text{ m}^3$. Les calculs qui suivent utiliseront une valeur moyenne de $170\,000\text{ m}^3$ pour la capacité des navires.

Dans le rapport de WSP, il est indiqué qu'environ 0,15% du volume total de GNL retourne à l'état gazeux par journée de transport. Pour la plupart des méthaniers récents, ce gaz est recyclé et réutilisé comme combustible pour la propulsion des navires.

Le transport de 10,5 Mt/an de GNL équivaut à un débit volumétrique de $24,88\text{ Mm}^3/\text{an}$. Le nombre de méthaniers, d'une capacité moyenne de $170\,000\text{ m}^3$, nécessaires annuellement pour transporter ce volume est de 145. Si les navires utilisés sont plus petits, cela demandera un nombre de déplacements plus élevé. Il est nécessaire de considérer que chaque bateau devra faire le trajet à l'aller et au retour, donc on doit faire le calcul en considérant 290 déplacements annuels.

Selon le promoteur, le GNL est destiné en partie à l'Europe et en partie à l'Asie. En utilisant l'hypothèse d'un parcours moyen (aller simple) de 8 000 km, il est possible d'évaluer la quantité de gaz naturel qui sera utilisé pour ce parcours. Cette valeur de 8 000 km est faible en regard de la distance de parcours pour rejoindre les pays asiatiques, où on parle plutôt d'environ 20 000 km.

Selon le rapport intitulé « Propulsion trends in LNG Carriers »⁶ un méthanier d'une capacité de 170 000 m³ nécessite une puissance motrice installée d'en moyenne de 35 MW. Selon ce même document, la vitesse moyenne de ce type de navire est de 20 nœuds, soit 37 km/h.

Le rendement énergétique de ce type de moteur peut être estimé à 45% dans les conditions optimales de fonctionnement. À charge partielle, c'est-à-dire au retour avec réservoirs vides, mais les ballasts pleins pour fin d'équilibre, l'énergie nécessaire pour déplacer les navires sera légèrement plus faible que pour l'allée à pleine charge. Pour fin de simplification, considérons une puissance égale à l'allée et au retour, mais d'une valeur de 32 MW.

Pour une distance parcourue de 8 000 km, à une vitesse de 37 km/h, le déplacement prendra 216 heures, soit 9 jours.

En utilisant une puissance de 32 MW sur une durée de déplacement de 216 heures, cela implique que l'énergie nécessaire sera de $24,88 \times 10^6$ MJ, ceci pour un seul déplacement.

Pour les 290 déplacements nécessaires par année, on obtient une énergie de $7,216 \times 10^6$ GJ/an, soit 1,6% de l'énergie du GNL exporté pour le transport par méthanier.

À l'arrivée au port de débarquement il y a encore les étapes de stockage, de regazéification et de transport par gazoduc jusqu'au lieu d'utilisation. Comme ces procédés demandent relativement peu d'énergie, une valeur d'environ 0,4% de l'énergie arrivée par bateau est raisonnable. Cette étape demande donc une énergie de $1,746 \times 10^6$ GJ/an. L'ensemble transport par méthanier et débarquement utilise donc 2% de l'énergie fournie par l'usine de liquéfaction du Saguenay.

Étape de la production d'électricité

Les centrales modernes au gaz naturel utilisent un cycle combiné, Brayton – Rankine ayant un rendement moyen de 50% pour la conversion entre l'énergie du gaz naturel vers l'énergie électrique fournie au réseau.

L'énergie disponible aux centrales thermoélectriques représente 98% de l'énergie transférée au Saguenay, soit $427,65 \times 10^6$ GJ/an. Après conversion, dans des centrales ayant des rendements de 50 %, il sera produit $213,8 \times 10^6$ GJ/an d'énergie électrique.

Calcul du taux de retour énergétique (TRE) global

L'énergie nette de l'ensemble du système sera l'énergie contenue dans le gaz naturel à la source moins toutes les portions d'énergie nécessaire pour que le système fonctionne et moins toutes les pertes d'énergie.

Résumé des étapes de calcul (pour une année) :

- Énergie contenue dans le gaz nature extrait : $436,38 \times 10^6$ GJ
- Énergie fournie pour l'étape d'extraction : $25,67 \times 10^6$ GJ
- Énergie fournie pour l'étape de raffinage : $0,873 \times 10^6$ GJ
- Énergie fournie pour l'étape de transport par gazoduc : $11,083 \times 10^6$ GJ
- Énergie fournie pour l'étape de liquéfaction : $17,345 \times 10^6$ GJ
- Énergie puisée dans le GNL pour le transport par méthanier : $7,216 \times 10^6$ GJ
- Énergie puisée dans le GNL pour la regazéification : $1,746 \times 10^6$ GJ

- Énergie perdue dans l'étape de la production d'électricité : $213,8 \times 10^6$ GJ

Le taux de retour énergétique (TRE) consiste donc à comparer l'énergie électrique finale (énergie utile) à tout ce qui en coûte énergétiquement pour la produire.

Somme des énergies externes fournies :

$$\text{Somme} = 25,67 \times 10^6 + 0,873 \times 10^6 + 11,083 \times 10^6 + 17,345 \times 10^6 = 54,97 \times 10^6 \text{ GJ}$$

Ici on ne prend pas en compte les énergies soutirées du GNL pour le transport par méthanier et pour regazéification, car cette portion a été prise en compte en la retirant de l'énergie fournie aux centrales thermoélectriques.

Calcul du TRE global pour le processus :

$$\text{TRE} = \frac{\text{Énergie utile finale}}{\text{Énergie dépensée}} = \frac{213,8 \times 10^6 \text{ GJ}}{54,97 \times 10^6 \text{ GJ}} = 3,9$$

CONCLUSION

La valeur du TRE des éoliennes est basée sur l'analyse du cycle de vie complet des systèmes incluant la fabrication et l'installation des appareils. Par contre les calculs faits dans le cas du projet GNL Québec n'incluent que les données portant sur le gaz naturel de son extraction à son utilisation. L'ensemble du projet est très complexe et nécessite de nombreuses installations coûteuses et utilisant des matériaux et des techniques sophistiquées. Si on ajoute à l'analyse toutes les phases de construction des installations de forage, les gazoducs, l'usine de liquéfaction, les méthaniers et les centrales thermoélectriques qui utiliseront ce gaz, la valeur du TRE sera bien plus faible que celle mentionnée de 3,9.

Alors pourquoi de tels projets existent ? Il semble que l'industrie des hydrocarbures, dans laquelle des capitaux énormes ont été investis, ne perçoit pas la réalité objective de son impact sur la société et sur l'environnement. Elle ne peut que tourner sur elle-même pour rester sur place (référence à Lewis Carroll).

En terme énergétique ce projet n'est absolument pas justifié compte tenu du résultat très mauvais de retour énergétique du procédé. Si on compare ce résultat d'un TRE de 3,9 avec ce qu'il est actuellement possible d'atteindre avec les énergies renouvelables, principalement pour les grandes installations terrestres d'éoliennes où une valeur de TRE de 35 est maintenant démontrée, il est financièrement absurde d'investir dans des projets de GNL. Mais surtout lorsque l'on compare les conséquences écologiques de ces deux approches, la filière du gaz de fracturation est une catastrophe. Ceci aussi bien au niveau global de l'urgence climatique qu'au niveau local en termes de détérioration des sols, de l'eau et des milieux vivants qui seront perturbés pour très longtemps par ce développement.

Il faut donc refuser l'implantation d'une usine de liquéfaction du gaz naturel au Saguenay et exiger que les financiers délaissent cette filière de combustibles fossiles.

-
- 1 Charles Hall ; 2014 ; <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513003856>
 - 2 Trends in Scientific Literature on Energy Return Ratio; Roberto Leonardo Rana and al ; 2020 <https://www.google.ca/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewj4xMSTnsHsAhVkmuAKHbFnBHEQfjASegQIBRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F2076-3387%2F10%2F2%2F21%2Fpdf&usg=AOvVaw1HhRiMmgLIs8WBhIViYSJ3>
 - 3 Étude d'impact environnementale de WSP ; Annexe Volume-1 ; 2019 ; page 195
 - 4 https://www.researchgate.net/figure/Energy-flow-diagram-for-shale-gas-development-processes-Energy-inputs-in-EROI-estimation_fig1_276036760
 - 5 <https://link.springer.com/article/10.1007/s41247-016-0006-8>
 - 6 <https://www.mandieselturbo.com/docs/default-source/shopwaredocuments/propulsion-trends-in-IngB395958927f2417aa98957b04cbb684a.pdf?sfvrsn=4>