

ANALYSE DE LA GESTION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURES DE L'EST DU QUÉBEC
DANS LE CADRE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE 2030
ET DANS UNE PERSPECTIVE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Par
Laurie Morissette

Essai présenté au
Centre universitaire de formation en environnement et développement durable
en vue de l'obtention du grade de maître en environnement (M. Env.)

Sous la direction de Madame Annie Chaloux

MAÎTRISE EN ENVIRONNEMENT
UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

Mai 2017

SOMMAIRE

Mots-clés : hydrocarbure, pétrole, Gaspésie, projet de loi 106, Politique énergétique 2030, gouvernance énergétique.

Cet essai s'intéresse à la mise en place d'un cadre légal et réglementaire acceptable pour inscrire la production d'hydrocarbures québécois dans un modèle de développement durable exemplaire. L'objectif principal est de déterminer dans quelle mesure l'exploitation des ressources pétrolières de l'Est du Québec répond aux considérations de développement durable dans le cadre actuel, et si les réformes proposées par la loi 106 constituent une réelle amélioration en ce sens. L'étude constitue une analyse multicritère basée sur les trois principaux projets pétroliers de la province, soit Galt, Haldimand et Bourque, situés sur la péninsule gaspésienne. Elle permet de constater que les impacts néfastes de ces activités, sur le plan socio-environnemental, dépassent largement les bénéfices économiques annoncés aux communautés.

Avant décembre 2016, la *Loi sur les mines* (chapitre M-13.1) et le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* encadraient entièrement l'industrie des hydrocarbures, en plus de quelques lois et règlements secondaires. Dans le cadre de la nouvelle Politique énergétique 2030, qui annonce l'amorce d'une transition énergétique pour le Québec, il était prévu de procéder à la réforme de ces outils d'encadrement. À cet effet, le projet de loi 106 a été déposé à l'été 2016, et sanctionné peu après son adoption. À la suite d'une lecture approfondie de ce dernier, on constate que nous n'en sommes encore qu'aux premiers balbutiements de l'établissement d'un cadre acceptable, puisque la loi est loin d'être une panacée. Dans les faits, elle laisse les portes grandes ouvertes à l'industrie des hydrocarbures au Québec, se basant sur l'autorégulation des entreprises et donnant à ces dernières un droit prépondérant sur le territoire (c.f. 4.2.1). Parallèlement, la loi laisse peu de pouvoir aux municipalités, ce qui représente en quelque sorte une violation du principe de subsidiarité inscrit dans la *Loi sur le développement durable* (chapitre D-8.1.1).

Cet essai pose finalement une réflexion sur les voies d'amélioration possibles. Une adéquation est nécessaire entre les pouvoirs alloués à Transition Énergétique Québec et les objectifs visés par la Politique énergétique 2030. Une gouvernance responsable implique de soumettre l'ensemble des activités pétrolières à des études d'impacts spécifiques et de limiter leur présence sur le territoire, au besoin. Dans un souci de cohérence avec ses orientations sur les gaz à effet de serre, le gouvernement du Québec doit parallèlement multiplier les efforts de transition énergétique.

REMERCIEMENTS

J'aimerais d'abord remercier Madame Annie Chaloux pour la direction de cet essai. Le cadre proposé, la pertinence de ses commentaires et l'intérêt que nous présentions toutes deux pour le sujet ont fortement contribué à sa qualité.

J'aimerais aussi remercier Richard Langelier, docteur en droit, juriste et sociologue, pour sa critique acerbe du projet de loi 106 et son travail de sensibilisation à cet égard. Je remercie également Normand Mousseau, co-président de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, pour son intégrité à travers la critique des institutions encadrant l'industrie des hydrocarbures.

Finalement, j'aimerais remercier tous les militants, à l'échelle du Québec mais plus particulièrement à celle de la Gaspésie, qui m'ont inspiré à réaliser ce travail. Je salue tout particulièrement la Marche des peuples pour la Terre Mère, qui a parcouru environ 785 kilomètres en 42 jours sur le pourtour de la péninsule gaspésienne à l'été 2016, dans le but de dénoncer les projets de forage. Je tiens à témoigner ma reconnaissance pour l'accueil chaleureux reçu dans les hauts lieux de la Baie-des-Chaleurs : le CESA, centre d'écologie sociale et appliquée; le Manoir, communauté intentionnelle à revenu partagé; et le Loco Local, espace autogéré permettant l'émancipation et l'organisation de la communauté de Bonaventure. Il en va de même pour les organisations environnementales qui œuvrent depuis de nombreuses années pour préserver l'intégrité territoriale de la Gaspésie et pour un Québec libre d'hydrocarbures, comme Environnement Vert Plus et Tache d'huile.

TABLES DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	1
1. MISE EN CONTEXTE	3
1.1 Marché des hydrocarbures au Québec.....	4
1.1.1 Consommation de pétrole et tendances.....	4
1.1.2 Importations en pétrole brut	6
1.1.3 Raffineries industrielles sur le territoire.....	7
1.2 Exploitation des hydrocarbures	8
1.2.1 Phases d’exploration	9
1.2.2 Types d’extraction	9
1.3.1 Galt	12
1.3.2 Haldimand	13
1.3.3 Bourque	14
2. CADRE D’ANALYSE.....	15
2.1 Source des données	15
2.2 Choix de la méthode et limites	16
2.3 Choix des critères	16
2.4 Pondération des critères.....	17
2.5 Évaluation des critères.....	18
2.6 Interprétation des résultats de l’analyse	18
3. ANALYSE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE	20
3.1 Enjeux environnementaux	21
3.1.1 Qualité de l’air et émissions de GES	24
3.1.2 Qualité de l’eau	27
3.1.3 Qualité des sols.....	29
3.1.4 Qualité des milieux naturels.....	30
3.1.5 Pondération et évaluation des critères	32
3.2 Enjeux économiques	34
3.2.1 Modèle de développement.....	34
3.2.2 Recrutement de la main d’œuvre	36
3.2.3 Retour sur les investissements.....	37
3.2.4 Pondération et évaluation des critères	40
3.3 Enjeux sociaux.....	42

3.3.1 Concertation et participation de la population	43
3.3.2 Résilience des communautés	46
3.3.3 Aménagement	48
3.3.4 Variations dans la main d’œuvre	49
3.3.5 Sécurité	50
3.3.6 Pondération et évaluation des critères	52
3.4 Résultats de l’analyse	54
4. NOUVEAU CADRE LÉGISLATIF	57
4.1 Politique énergétique 2030	58
4.2 Projet de loi 106	62
4.2.1 Loi sur les hydrocarbures	63
4.2.2 Loi sur Transition Énergétique Québec	66
5. RECOMMANDATIONS	69
5.1 En lien avec la Loi sur les hydrocarbures	69
5.2 En lien avec Transition Énergétique Québec	75
5.2.1 Gouvernance	76
5.2.2 Actions	77
5.2.3 Financement	78
5.2.4 Transparence et reddition de compte	80
CONCLUSION	82
RÉFÉRENCES	84

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

Figure 1.1	Évolution de la consommation de gaz naturel et de pétrole en pétajoules	4
Figure 1.2	Ventes annuelles de PPR de 1990 à 2015 et trajectoire vers la cible de réduction.....	5
Figure 1.3	Évolution de la provenance des approvisionnements en pétrole brut du Québec	6
Figure 1.4	Types de gisements d'hydrocarbures en milieu terrestre	8
Figure 1.5	Permis de recherche et emplacement des trois principaux projets en Gaspésie	11
Figure 2.1	Grille cumulative	19
Figure 3.1	Vision traditionnelle du développement durable.....	20
Figure 3.2	Vision alternative du développement durable.....	21
Figure 3.3	Évolution des émissions en fonction des cibles de réduction des émissions.....	25
Figure 3.4	Récapitulatif des résultats.....	56
Figure 4.1	Proportions et pourcentages d'énergie renouvelable actuel et visé pour 2030	61
Figure 4.2	Sommaire des étapes de la procédure administrative du BAPE	66
Figure 5.1	Structure proposée pour TEQ	77
Tableau 2.1	Critères sélectionnés dans le cadre de l'analyse multicritère.....	17
Tableau 3.1	Analogues géologiques des principaux projets d'hydrocarbures du Québec.....	22
Tableau 3.2	Sources d'impacts potentiels sur la qualité de l'air.....	24
Tableau 3.3	Sources d'impacts potentiels sur les aquifères et les eaux de surface.	29
Tableau 3.4	Sources d'impacts potentiels sur les sols	30
Tableau 3.5	Sources d'impacts potentiels sur la faune et la flore	32
Tableau 3.6	Principaux paramètres de l'AAC concernant le gaz de shale au Québec.....	47
Tableau 3.7	Résultats de l'analyse des enjeux environnementaux	54
Tableau 3.8	Résultats de l'analyse des enjeux économiques	55
Tableau 3.9	Résultats de l'analyse des enjeux sociaux	55
Tableau 5.1	Hypothèses de financement annuel de TEQ	79

LISTE DES ACRONYMES, DES SYMBOLES ET DES SIGLES

AAC	Analyse avantage-coûts
AIEM	Association industrielle de l'Est de Montréal
APGQ	Association pétrolière et gazière du Québec
AVEQ	Association des véhicules électriques du Québec
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
BEIE	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques
CAPP	Canadian association of petroleum producers
CEEQ	Commission sur les enjeux énergétiques du Québec
CIRAIG	Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services
CRE	Conseil régional de l'environnement
CREGIM	Conseil régional de l'environnement Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine
ÉES	Évaluation environnementale stratégique
FCCQ	Fédération des chambres de commerce du Québec
FQM	Fédération québécoise des municipalités
GES	Gaz à effet de serre
IPCC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
IREC	Institut de recherche en économie contemporaine
IRIS	Institut de recherche et d'informations socioéconomiques
MDDELCC	Ministère du développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MAMOT	Ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire
MEES	Ministère l'Éducation et de l'Enseignement supérieur
MERN	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MESI	Ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation
MRC	Municipalité régionale de comté
MTMDET	Ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONÉ	Office national de l'énergie
PACA	Plan d'acquisition de connaissances additionnelles
PPR	Produits pétroliers raffinés
PRG ₁₀₀	Potentiel de réchauffement global pour une durée de 100 ans

RQGE	Réseau québécois des groupes écologistes
RVHQ	Regroupement vigilance hydrocarbures Québec
SAAQ	Société de l'assurance automobile du Québec
SAD	Schéma d'aménagement et de développement
SOQUIP	Société québécoise d'initiatives pétrolières
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES
TEQ	Transition Énergétique Québec
UQAC	Université du Québec à Chicoutimi
UMQ	Union des municipalités du Québec

INTRODUCTION

Le Québec est à la croisée des chemins en ce qui a trait aux énergies fossiles; c'est aujourd'hui que doivent se prendre les décisions importantes sur cette filière énergétique pour les prochaines décennies. L'année 2016 annonçait déjà le début de la transition vers un système énergétique plus faible en carbone à plusieurs égards (HEC Montréal, 2016). Dans le contexte de désinvestissement progressif des énergies fossiles à l'échelle mondiale (Frankfurt School of Finance and Management, 2016) et de la ratification de l'Accord de Paris par le Canada (Gouvernement du Canada, 2016), ces questions ne pourraient être plus d'actualité.

À cet effet, la nouvelle Politique énergétique 2030 du Québec a été rendue publique le 7 avril 2016 par le gouvernement libéral de Philippe Couillard. Les objectifs fixés par cette dernière sont assez ambitieux et visent à diminuer de manière considérable notre dépendance au pétrole. Pour y parvenir, le Québec devra tout faire pour favoriser la transition écologique de notre économie. Malgré tout, le gouvernement soutient que le pétrole comble encore une bonne part de nos besoins énergétiques et fournit de nombreux dérivés non énergétiques. Ainsi, il se dit favorable à une exploitation limitée et encadrée des hydrocarbures et envisage le maintien de notre industrie pétrochimique (Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 2016a).

Résultat, les populations de l'Est du Québec sont confrontées à plusieurs projets d'exploitation pétrolière sur le territoire qu'elles occupent (c.f. 1.3). Ces derniers peuvent engendrer des gains et des coûts pour les communautés. Pour défendre la pertinence de ces projets, les arguments économiques prennent beaucoup de place dans le discours gouvernemental. Ce dernier défend l'exploitation du territoire à son plein potentiel, répondant ainsi à un impératif de compétitivité énergétique (MERN, 2016a). Certes, le fait que le Québec soit un petit joueur sur l'échiquier pétrolier et l'importance de la diversification des sources d'énergie sont des arguments valables. Toutefois, un développement pondérant davantage le poids des bénéfices économiques à court terme au détriment des autres enjeux ne peut être gage de durabilité forte (Daly, 1990), au-delà de points de vue idéologiques.

La question de recherche peut donc être formulée comme suit : dans quelle mesure la gestion des ressources pétrolières de l'Est du Québec répond-elle aux considérations de développement durable? La première partie du travail constitue une mise en contexte sur la filière énergétique du Québec et présente les trois principaux projets ayant cours sur la péninsule gaspésienne (Galt, Haldimand, Bourque).

La deuxième partie met en place les bases méthodologiques utilisées dans la réalisation de ce travail. La troisième partie constitue une analyse multicritère, basée sur ces trois projets, réalisée à partir des données cumulées dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) globale sur les hydrocarbures, déposée en mai 2016. Les quatrième et cinquième parties contiennent respectivement une révision du nouveau cadre juridique et des recommandations quant à cette dernière. Elles visent à proposer des modifications à la nouvelle loi et à la structure de gouvernance proposée, afin de favoriser des pratiques plus acceptables sur le plan du développement durable.

1. MISE EN CONTEXTE

L'extractivisme peut être défini comme étant l'ensemble des « [...] moyens et stratégies d'exploitation industrielle de la Nature, quand il s'agit d'extraire – sans retour et directement dans le milieu naturel – des ressources naturelles pas, peu, difficilement, lentement ou coûteusement renouvelables » (Bednik, 2015). La Gaspésie fait face à des pratiques extractives sur son territoire depuis le 18^e siècle, avec les compagnies de pêche Charles Robin et LeBoutillier Brothers (Site historique du Banc-de-Pêche-de-Paspébiac, s.d.), et l'industrie forestière (Pinna, Malenfant, Hébert et Côté, 2009). Ce type de pratiques se poursuit encore aujourd'hui à travers d'autres industries, comme l'industrie pétrolière et gazière.

En effet, le développement de l'industrie des hydrocarbures en Gaspésie et au Bas-Saint-Laurent débute durant la seconde moitié du 20^e siècle. En 1969, la création de la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP), une société d'État, constitue le point de départ de l'exploration dans ces régions, qui présentent des indices significatifs de pétrole brut et de gaz (Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ), s.d.a). À ce stade, les quantités découvertes n'étaient pas jugées commercialement rentables. La SOQUIP est malgré tout parvenue à développer une bonne connaissance du potentiel du territoire québécois en hydrocarbures. Ce corpus de connaissances est transféré à la Société générale de financement en 1998, puis à la division Pétrole et Gaz d'Hydro-Québec; l'industrie prend lentement son essor (Le Hir, 2013). Cette division d'Hydro-Québec est abolie depuis 2008 alors qu'une bonne partie du sous-sol du territoire gaspésien est cédé aux entreprises pétrolières, principalement Pétrolia et Junex, via les baux de concession (cf. 1.3).

Fait intéressant, plusieurs des membres du conseil d'administration et employés de Pétrolia et Junex (André Caillé, Jacques Aubert, Peter Dorrins, Érick Adam, Jean-Yves Lavoie) sont d'ex-employés d'Hydro-Québec ou de la SOQUIP (Duchesne, 2012, 27 juillet). Bien sûr, le fait que d'ex-employés de l'État se réorientent vers des emplois similaires paraît légitime. Malgré tout, ceci soulève des questions éthiques. Par ailleurs, Jean-Yves Lavoie, chef de la direction de Junex, aurait donné plusieurs milliers de dollars canadiens annuellement au Parti Libéral du Québec entre 2004 et 2010, selon les données du Directeur général des élections du Québec (Duchesne, 2012, 27 juillet).

Les paragraphes suivants contiennent des informations sur le contexte dans lequel s'inscrit l'exploitation pétrolière, suivi d'une section présentant brièvement l'évolution des trois principaux projets en développement sur la péninsule gaspésienne, soit Galt, Haldimand et Bourque.

1.1 Marché des hydrocarbures au Québec

Même si le gouvernement parle de transition énergétique, le pétrole paraît bien ancré dans les habitudes de vie des Québécois. Il est utilisé à de nombreuses fins, comme des produits dérivés, mais sert principalement à des fins de transport (Gouvernement du Québec, 2016). Les prochains paragraphes présentent la consommation en pétrole actuelle et les tendances pour le Québec, en plus des importations en pétrole brut et les activités de raffinage ayant cours sur le territoire.

1.1.1 Consommation de pétrole et tendances

Actuellement, la consommation quotidienne en hydrocarbures pour le Québec atteint environ 350 000 barils de pétrole et 160 millions de mètres cubes de gaz naturel (Gouvernement du Québec, 2016). Les hydrocarbures comptent pour plus de la moitié du bilan énergétique total de la province, soit 52 %. La part du gaz naturel, surtout utilisé par le secteur industriel, s'élève à 14 %. Le pétrole, lui, compte pour 38 % du total d'énergie consommée, dont les trois quarts servent au secteur des transports (Gouvernement du Québec, 2016). Dans l'absolu, la tendance de la consommation est à l'augmentation depuis 1986, selon des données de Statistique Canada et de HEC Montréal compilées par le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), comme en témoigne la figure 1.1.

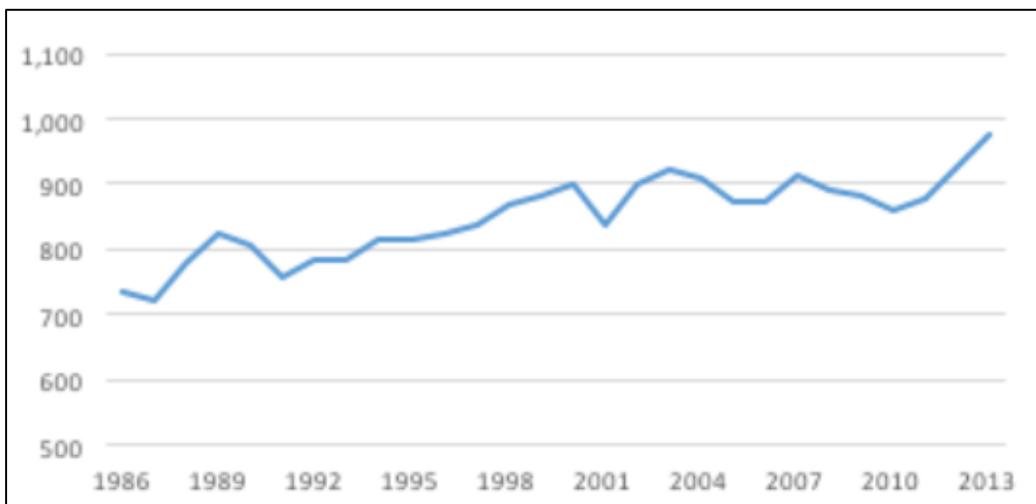


Figure 1.1 Évolution de la consommation de gaz naturel et de pétrole en pétajoules pour la période 1986-2013 (tiré de : Gouvernement du Québec, 2016)

De 1990 à 2015, les ventes totales de produits pétroliers raffinés (PPR) ont haussé de 7,8 %, alors que les ventes d'essences ont progressé de 19,3 %. L'essence est le principal PPR écoulé, avec 6,8 milliards de

litres en 2015 (HEC Montréal, 2016). Comme le témoigne la figure 1.2, bien qu’une légère tendance à la baisse est observée dans la quantité d’essence vendue, cette réduction de la consommation n’est pas suffisante pour atteindre en 2030 la cible de réduction de 40 % sous le niveau des ventes de 2015 énoncée dans la Politique énergétique 2030 (c.f. 4.1).

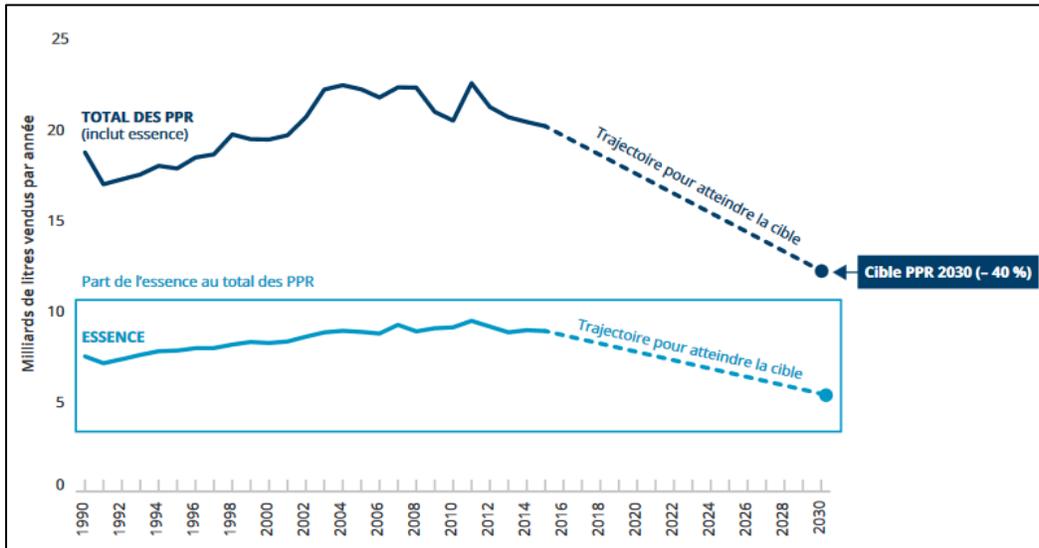


Figure 1.2 Ventes annuelles de PPR de 1990 à 2015 et trajectoire vers la cible de réduction
(tiré de : HEC Montréal, 2016)

Le Québec a tous les atouts pour réussir sa décarbonisation tout en y gagnant sur le plan économique. En effet, le système énergétique du Québec se distingue par sa part importante d’approvisionnement local en énergies renouvelables, soit 47 % du total (HEC Montréal, 2016), dont une bonne part provient de la force hydraulique. Le Québec a su innover dans cette filière, et envisage de faire de même avec la bioénergie, ayant comme cible d’augmenter de 50 % sa production d’ici 2030 (MERN, 2016a). Toutefois, le manque d’information quant à ce secteur pose problème, considérant que cette source d’énergie pourrait jouer un rôle important dans la transition énergétique. Le système énergétique est complexe, et le gouvernement doit prendre ses décisions sur la base de données fiables et détaillées relativement à ses ressources énergétiques et l’usage qui en est fait (HEC Montréal, 2016).

D’autre part, si elle voit le jour, l’industrie québécoise des hydrocarbures sera assujettie au Système de plafonnement et d’échange de droits d’émission (SPEDE). En effet, le Québec compte sur son marché du carbone pour diminuer ses émissions de gaz à effet de serre (GES). L’assujettissement de l’ensemble des

activités d'exploitation des hydrocarbures au SPEDE vise à favoriser la transition énergétique en redistribuant une partie de la rente économique liée aux droits d'émission vers des activités destinées à réduire les émissions. Toutefois, le Québec risque d'être contraint d'acheter des droits d'émission à d'autres entreprises de la province ou dans les États participant au marché du carbone (Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services, 2014).

1.1.2 Importations en pétrole brut

Au Québec, les hydrocarbures proviennent entièrement d'importations des provinces canadiennes et d'autres États producteurs. Les importations se situent actuellement à 218 millions de barils de pétrole (HEC Montréal, 2016). Avant 1985, environ 40 % des importations de pétrole brut du Québec provenaient de l'Ouest canadien. Ensuite, de 1985 à 2006, la région de la mer du Nord a été la principale source d'approvisionnement québécoise et l'Afrique a pris le relais à partir de 2007, comptant éventuellement pour près de la moitié des importations en 2012. La production extracôtière de Terre-Neuve comblait alors 7,2 % des besoins (MERN, 2013a). Depuis la fin de l'année 2015, l'approvisionnement en pétrole canadien croît de manière importante, essentiellement depuis l'inversion du sens d'écoulement du pétrole dans l'oléoduc 9B d'Enbridge. Ce même oléoduc peut tout aussi bien expédier du pétrole de shale du Dakota du Nord que du pétrole albertain (Radio-Canada, 2013, 10 octobre), laissant en plan l'oléoduc Portland-Montréal, qui permettait d'acheminer du pétrole brut étranger en provenance du Maine (Radio-Canada, 2016, 9 mars). Ce changement fait en sorte que l'apport de pétrole provenant de l'Ouest est presque aussi important que l'arrivée du pétrole américain. Ce dernier circule majoritairement par pétrolier sur le fleuve Saint-Laurent et une plus faible quantité circule par train (MERN, 2014).

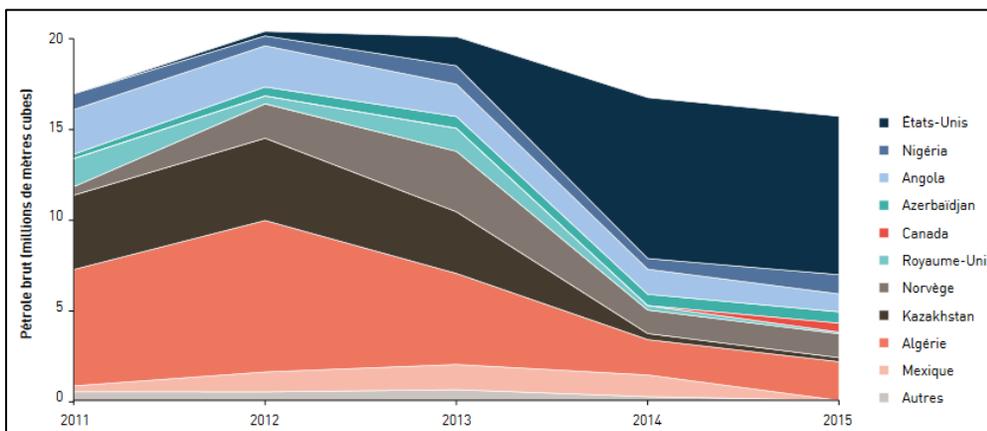


Figure 1.3 Évolution de la provenance des approvisionnements en pétrole brut du Québec

(tiré de MERN, 2016a)

Les sources d’approvisionnement en pétrole brut des raffineries québécoises évoluent très rapidement, comme le démontre la figure 1.3. L’Algérie et le Nigéria gagnent des parts de marché en 2016, alors que la Norvège, l’Angola et l’Azerbaïdjan ne livrent presque plus rien au Québec (HEC Montréal, 2016). Suivant les lois du marché, les raffineries s’approvisionnent constamment dans la source la moins chère, et les approvisionnements sont assujettis à la disponibilité des infrastructures de transport privées. Au Québec, l’enjeu de la sécurité énergétique semble davantage de nature économique que géopolitique, vu la multiplicité des sources d’approvisionnement en pétrole brut (Courchesne, 2016). Si la production d’hydrocarbures finissait par y substituer une partie des importations, il serait logique de croire que cela permettrait de réduire les distances associées au transport des hydrocarbures. Toutefois, la quantité produite étant insuffisante pour répondre à ses besoins, le Québec continuerait vraisemblablement à importer du pétrole du marché international.

1.1.3 Raffineries industrielles sur le territoire

À la suite des chocs pétroliers de 1973 et 1978, la consommation de PPR a chuté et la province s’est retrouvée avec une trop grande capacité de production. Pour cette raison, quatre raffineries québécoises ont fermé leurs portes entre 1980 et 1986 (MERN, 2013b). À l’heure actuelle, le Québec ne produit ni pétrole brut ni gaz naturel de source fossile en quantité importante, mais il est en mesure de transformer cette source d’énergie, qui peut être utilisée localement ou être exportée. Autrement dit, même s’il importe la totalité du pétrole brut sur son territoire, le Québec demeure globalement autosuffisant en PPR. Une fois le pétrole brut extrait du sol, il doit être traité afin d’en éliminer les impuretés et de séparer les divers composants ayant une valeur économique afin de se conformer aux exigences des différents distributeurs. Les deux raffineries industrielles encore présentes sur le territoire sont celles d’Énergie Valero, à Lévis, et de Suncor, à Montréal, toutes deux dotées d’un terminal ferroviaire. Le pétrole peut y être converti en essence, en carburant diesel ou d’aviation, en gaz de pétrole liquéfié, en mazout, en asphalte ou en d’autres produits aromatiques et pétrochimiques (Association industrielle de l’Est de Montréal (AIEM), 2017). En 2015, leur capacité totale s’élevait à 402 000 barils de pétrole par jour de PPR, soit 21 % de la capacité de raffinage du Canada (HEC Montréal, 2016). Le terminal pétrolier de Montréal-Est, exploité par Énergie Valero, dispose d’une capacité de stockage de plus de cinq millions de barils de pétrole. Il est doté de 72 réservoirs et d’un réseau logistique permettant de desservir le Québec, l’Ontario et les États-Unis. Grâce aux investissements de plus de 130 millions de dollars canadiens faits en 2013-2014, il est devenu le plus grand terminal de produits pétroliers du genre au Canada (AIEM, 2017). Son emplacement permet aux sociétés pétrochimiques de développer des synergies avec les différents acteurs

industriels de Montréal-Est et de créer ainsi des filières de production intégrées (Gouvernement du Québec, 2013).

1.2 Exploitation des hydrocarbures

Les hydrocarbures sont formés à partir de matière organique en décomposition. Sous l'action de l'élévation de la température et du temps, les sédiments s'enfouissent progressivement. Lentement, la matière organique se transforme en kérogène, puis en hydrocarbures, sous forme de pétrole et de gaz naturel. À l'état naturel, ces derniers sont contenus dans des roches bien particulières enfouies sous la surface terrestre. Dans le cas des réservoirs gaziers ou pétroliers conventionnels, les hydrocarbures migrent pendant des centaines de millions d'années à partir de leur emplacement original, soit la roche-mère, jusqu'à ce qu'ils s'immiscent dans une roche plus poreuse et perméable (CIRAIG, 2014). Un piège stratigraphique ou structural peut freiner la migration des hydrocarbures et ces derniers s'y accumuleront. Les shales gazifères se retrouvent dans des roches sédimentaires, qui n'ont pas subi des chaleurs minimales de 250 à 300 °C des roches métamorphiques, comme le schiste, terme souvent utilisé à tort (Cliche, 2010, 8 septembre). Du fait de leur faible perméabilité, les shales riches en matière organique libèrent difficilement leur contenu en hydrocarbures; les shales peuvent être à la fois des roches-mères et des roches-réservoirs (CIRAIG, 2014). La figure 1.4 illustre les différents types de gisements d'hydrocarbures en milieu terrestre.

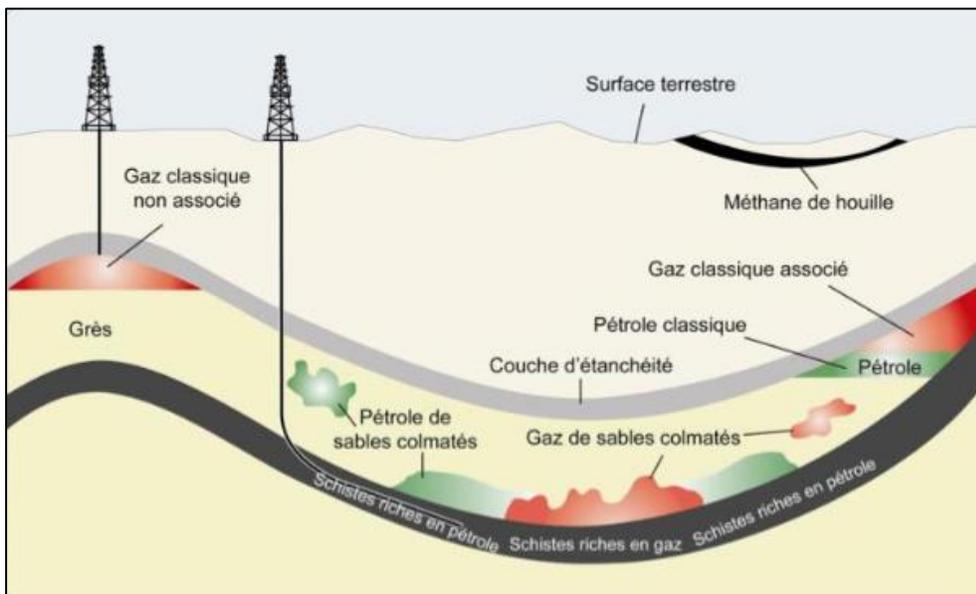


Figure 1.4 Types de gisements d'hydrocarbures en milieu terrestre

(tiré de : Office national de l'énergie (ONÉ), 2011)

1.2.1 Phases d'exploration

La recherche de ressources en hydrocarbures débute avec la création du modèle géologique. Il consiste à représenter la cible d'exploration de manière théorique. Une fois la cible sélectionnée, le permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains doit être obtenu auprès du MERN. Le droit d'explorer peut être obtenu soit par une nouvelle demande de permis et le paiement des droits, soit par l'achat d'un droit existant, ou encore par la création d'une coentreprise avec un partenaire possédant de tels droits, ce qui requiert des travaux de nature administrative. Par la suite, les relevés sismiques utilisant des explosifs ou des camions vibreurs permettent d'établir les modèles régionaux de formation des gisements pétroliers et gaziers. Ces relevés peuvent être précédés d'un levé aérien de type magnétique ou gravimétrique (Van Durme, Martineau et Michaud, 2012). Finalement, un sondage stratigraphique consiste en un prélèvement d'échantillons, sous forme de carottes, de roches allant de la surface jusqu'au gisement visé. Effectué à l'aide d'un équipement de forage minier, le sondage permet de sélectionner une technique d'extraction appropriée. La technique sélectionnée dépend avant tout du type d'hydrocarbure à extraire et du milieu duquel les hydrocarbures seront extraits. Par la suite, afin d'extraire le pétrole ou le gaz naturel conventionnel d'un réservoir poreux ou perméable, une série de puits doivent être forés.

1.2.2 Types d'extraction

Un puits vertical est généralement suffisant pour récupérer les hydrocarbures des réservoirs conventionnels. Le forage nécessite des boues de forages qui permettent le bon fonctionnement de la foreuse en permettant, entre autres, son refroidissement. Les boues de forage doivent être récupérées à la fin des travaux afin d'être traitées (CIRAIG, 2014). Les 26 composés synthétiques et autres substances les plus fréquemment utilisés dans les boues de forage sont les suivantes : *Aqua Star, Barite, Bleach NaOCl, Calcium Carbonate, TKPP, Bentonite, Lignite, Sawdust, MF RIGMATE TM, MF-VIS-TM, MF Silfloc, Limestone, Bicarbonate soda, MF STAR TM, Soda ASH, MF-PAC-R TM, Sil Soap, Potassium Silicate, Magnafloc 24, Calcium nitrate, BIOCIDÉ, Caustic soda, Drillpac LV/HV polymer, Hyperdrill AF247RD, SAAP et DefoamX* (Roy, Martineau et Ménard, 2013). Une fois le puits foré, des tuyaux en acier sont insérés dans le puits, et du ciment y est coulé afin d'enduire les tuyaux sur leur surface externe, pour empêcher la contamination du sol ou des aquifères en cas de rupture du tuyau. Si, lors du forage, la foreuse rencontre un aquifère souterrain, elle est ramenée à la surface et un autre tuyau cimenté permettra de minimiser, voire d'empêcher la contamination de l'aquifère (CIRAIG, 2014). Au départ, le pétrole remonte des profondeurs jusqu'à la surface uniquement par différence de pression. Après un certain temps, un système

de pompage peut être utilisé pour permettre de remonter le pétrole jusqu'à la surface, permettant de récupérer entre 10 % et 15 % du pétrole dans le réservoir, ou de l'eau peut y être injectée, permettant d'en récupérer 15 % à 20 % de plus (MDM Energy, 2007). L'injection permet d'augmenter la pression dans le réservoir et d'engendrer une remontée accrue vers la surface. Les techniques de récupération additionnelles, comme la récupération thermique par injection de vapeur, l'injection de gaz miscibles et immiscibles pour diminuer la viscosité du pétrole ou l'injection de substances chimiques comme les polymères solubles permettent d'extraire approximativement 30 % de pétrole dans le gisement (American Petroleum Institute, 2008). Cela porte le total à près de 55 à 65 %. À titre de comparaison, plus de 95 % du gaz naturel peut être extrait d'un gisement conventionnel, contre approximativement 20 % seulement de pétrole ou gaz provenant d'un gisement de shale (ONÉ, 2009).

En effet, les ressources dites non conventionnelles nécessitent une démarche supplémentaire. Le puits vertical est foré jusqu'à une profondeur appelée *kickoff point*, généralement à plusieurs kilomètres sous la surface. À partir de ce point, le forage se courbe jusqu'à la rencontre d'une formation de shale, et le puits peut être étendu horizontalement sur une distance pouvant aller de trois à cinq kilomètres (Canadian association of petroleum producers (CAPP), 2014). Dans le cas de la fracturation hydraulique, il faut perforer localement le tuyau, l'enveloppe de béton et une partie de la formation de shale à l'aide d'un canon à perforation. Par la suite, un grand volume de liquide de fracturation est pompé sous pression dans le puits afin de créer des fissures dans la formation de shale. Ce liquide contient approximativement 90 % d'eau, 9,5 % de sable servant à éviter que les fractures formées ne se referment et 0,5 % d'additifs chimiques (Van Durme et al., 2012). Les rôles de ces additifs chimiques sont multiples : additif pour acide, agent émulsifiant, agent séquestrant du fer, anti-émulsifiant, biocide, contrôleur de pH, solvant à carbonates, fluide de stimulation, gélifiant, inhibiteur de corrosion, inhibiteur de tartre, réducteur de friction, réticulaire, stabilisateur d'argile, simulateur de reflux, surfactant/surfactant pétrolier et agent acidifiant. La composition chimique de chacun d'entre eux peut varier. Suite à leur contact avec les profondeurs, la composition des liquides de fracturation peut être modifiée. L'eau de reflux peut contenir les composés suivants : Nitrite-nitrate, Azote ammoniacal, Phénols non chlorés, Azote total, Phénol chloré, Arsenic, Potassium, Barium, Sodium, Bore, Sulfates, Calcium, Solides en suspension, Chlorure, Cyanure total, Cuivre, Phosphore total, Étain, Sulfure total, Fer, Zinc, Fluorures, Solides dissous totaux, Plomb, Toluène, Magnésium, Hydrocarbure C10-50 et Nickel (Roy et al., 2013). L'ensemble des éléments énumérés est basé sur les données de l'industrie.

1.3 Déploiement des projets pétroliers dans l'est du Québec

Dans un souci de cohérence avec l'analyse multicritère, cette section passera outre les projets envisagés sur l'île d'Anticosti, pour se concentrer sur la Gaspésie. Cette région constitue un territoire propice à la découverte d'hydrocarbures; certaines formations géologiques ont spécifiquement été identifiées afin d'y effectuer des recherches plus intensives (Séjourné et Malo, 2015). Elle abriterait à la fois des ressources en pétrole et gaz naturel conventionnels et du gaz de shale, dit non conventionnel. Au total, en 2014, 810 puits pétroliers et gaziers avaient vu le jour sur le territoire québécois, dont 181 dans la région géologique de la Gaspésie (CIRAIG, 2014). Plusieurs puits horizontaux ont également déjà été forés en Gaspésie.

Environ 400 permis de recherche sont actuellement en vigueur sur le territoire québécois (Gouvernement du Québec, 2014a). La Gaspésie n'échappe pas à la règle, étant presque entièrement détenue par deux titulaires, comme l'illustre la figure 1.5. Les zones en violet appartiennent à Pétrolia, les zones en beige, à Junex, et celles en jaune vif appartiennent plutôt à Mundiregina Resources Canada. Marzcrop Oil and Gaz, en brun, possède uniquement des permis dans la vallée de la Matapédia. La figure 1.5 indique également, de manière relativement précise, la situation géographique des projets Galt, Haldimand et Bourque, présentés plus en détail aux sections 1.3.1, 1.3.2 et 1.3.3.

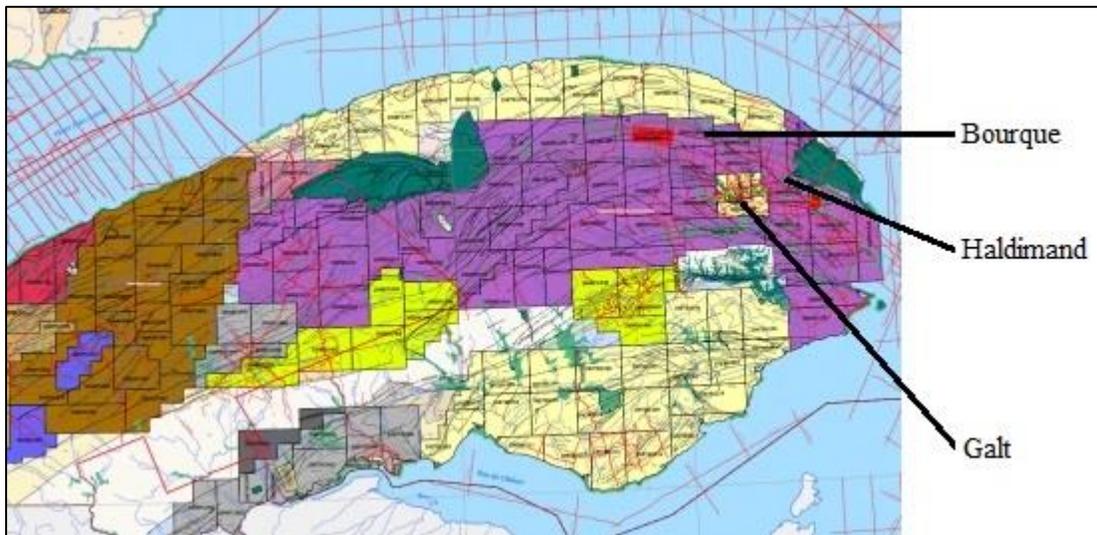


Figure 1.5 Permis de recherche et emplacement des trois principaux projets en Gaspésie

(inspiré de : Shields, 2012)

1.3.1 Galt

Le projet Galt appartient à la compagnie Junex, créée en 1999. Avec plus de trois millions d'acres sous permis d'exploration, la compagnie québécoise en constitue le plus important détenteur, incluant des secteurs dans les basses-terres du Saint-Laurent et les Appalaches (Junex, 2017a). La région de Galt est étudiée depuis 1865, plusieurs travaux exploratoires s'y étant déjà déroulés. Ces travaux ont notamment permis la découverte, en 1983, du champ gazier de Galt (Gouvernement du Québec, 2014b). L'activité commerciale de Junex sur le territoire gaspésien a commencé en 2003 par l'entremise du puits Galt n° 1, le premier pour lequel un bail de production leur a été délivré dans le but d'extraire du gaz naturel (Junex, 2016, 26 septembre). Le secteur de Galt couvre une superficie de 16 645 acres située à 20 kilomètres à l'Ouest de Gaspé (Junex, 2017b).

À la fin de l'automne 2014, Junex a foré le premier puits horizontal du Québec avec le puits Galt n° 4. Initialement à une profondeur totale mesurée de 2 400 mètres, 1 503 mètres supplémentaires ont été forés dans le réservoir de pétrole. Ce type de forage sans fracturation hydraulique consiste à intercepter plusieurs réseaux de fractures naturelles, et donc de caractériser presque la totalité du gisement avec un seul forage. Des débits stabilisés variant entre 161 et 316 barils par jour ont été enregistrés lors de ces essais (Junex, 2017b). Le bail d'exploitation détenu par Junex pour le champ gazier de Galt est toujours en vigueur, mais la production de pétrole et de gaz naturel est suspendue depuis 2005, en raison du cours du marché (Gouvernement du Québec, 2014b). À l'automne 2016, Junex a déposé une demande pour un nouveau bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel d'une superficie de 4 942 acres sur sa propriété pétrolière de Galt en Gaspésie (Junex, 2016, 26 septembre). Junex serait aujourd'hui en route vers une première exploitation commerciale de pétrole au Québec, le puits Galt n° 4 ayant produit près de 18 000 barils au total, soit le plus important volume en termes de récupération de pétrole dans toute l'histoire de la province (Bérubé, 2016, 1^{er} décembre).

Dans son ensemble, Galt constitue le secteur présentant la plus grande quantité de ressources de pétrole contingentes découvertes ainsi que de ressources prospectives non découvertes en Gaspésie. Le potentiel récupérable de pétrole est évalué 20 millions de barils pour le projet Galt uniquement, mais 557 millions de barils seraient en place à l'origine dans les formations géologiques de Forillon et de l'*Indian Point*, selon une étude de Netherland, Sewell and Associates publiée en 2015 (Junex, 2016, 26 septembre). Ceci représente une augmentation de 227 millions de barils, soit 69 %, par rapport à la meilleure estimation divulguée antérieurement par Junex (Junex, 2013, 27 mars). Pour la suite, Junex envisage la réalisation

d'un programme complet d'exploration avec son partenaire, l'homme d'affaires Bernard Lemaire, cofondateur de Cascades. La pétrolière a réussi à capitaliser 17,5 millions de dollars canadiens, notamment avec une participation financière supplémentaire de Ressources Québec, qui a investi 5 millions de dollars canadiens à l'été 2015. Le forage du puits Galt n° 5 horizontal a été réalisé au cours de cette même période, incluant la réalisation d'un levé sismique en trois dimensions. La société d'exploration est toujours à la recherche des 25 millions de dollars canadiens nécessaires au forage des puits Galt n° 6 et n° 7 en 2016 et 2017 (Toulgoat, 2015, 29 juillet).

1.3.2 Haldimand

Le projet Haldimand est détenu par la société québécoise d'exploration pétrolière et gazière Pétrolia, qui possède des intérêts répartis sur la péninsule gaspésienne et sur l'île d'Anticosti (Radio-Canada, 2011, 20 décembre).

Le projet Haldimand est reconnu géologiquement pour son potentiel en pétrole depuis 2006. Le secteur d'Haldimand se trouve sur la péninsule du même nom, dans le secteur de Sandy Beach. Le gisement se trouve en milieu forestier, mais est situé à seulement 300 mètres d'un secteur résidentiel, et à deux kilomètres du centre-ville de Gaspé (Shield, 2016, 8 septembre). Une évaluation indépendante réalisée en 2010 par la firme indépendante Sproule Associates Limited a établi la meilleure estimation du volume de pétrole initialement en place à 69,7 millions de barils et la portion récupérable de ce volume à 7,7 millions de barils (Pétrolia, 2016a).

Les puits Haldimand n° 1 et n° 2 ont été forés respectivement en 2005 et 2009. En 2011, le puits Haldimand n° 3, horizontal cette fois, a été foré dans le secteur. Selon André Proulx, alors président de l'entreprise, seul ce type de puits permettait de multiplier la capacité de production dans ce secteur (Bélanger, 2011, 13 décembre). Le puits Haldimand n° 4 a également fait également l'objet d'un forage horizontal en 2012. En 2016, Pétrolia et son partenaire Québénergie annonçaient le début du test de production longue durée sur le puits Haldimand n° 4; l'entreprise s'est vue délivrer toutes les autorisations gouvernementales nécessaires afin de débiter cet essai de production (Pétrolia, 2016, 18 mai). Peu après, Jean-François Belleau, directeur des affaires publiques et gouvernementales chez Pétrolia, affirme que les puits Haldimand n° 1 et n° 2, devront peut-être être stimulés afin d'en optimiser le gisement (Deschênes, 2016, 8 septembre). Il n'a pas été en mesure de préciser quand les travaux auront lieu, ni quelles techniques

seraient utilisées. Ces derniers font face à beaucoup d'opposition; Gaspé s'oppose aux procédés de l'entreprise, qu'elle juge similaire à la fracturation hydraulique (Shields, 2016, 8 septembre).

1.3.3 Bourque

Le projet Bourque est également détenu par Pétrolia. Le secteur est localisé à 30 kilomètres à l'Est de la ville de Murdochville. Le puits horizontal Bourque n° 1, datant de 2012, atteint la profondeur de 3 140 mètres, dont 2 921 mètres à la verticale. Le puits Bourque n° 2, de la même année, atteint la profondeur de 2 680 mètres. Ce dernier a révélé la présence de deux zones d'environ 300 mètres d'épaisseur chacune qui affichent des caractéristiques de réservoirs (Pétrolia, 2016b).

Lors de l'assemblée annuelle 2012 de Pétrolia, André Proulx avait souligné que la structure de Bourque pourrait contenir 100 millions de barils de pétrole facile à exploiter, ce qui constitue des sommes non négligeables (Shields, 2013, 31 janvier). Ces forages ont révélé plusieurs indices de gaz et de pétrole dans la formation de Forillon. Le forage du puits horizontal Bourque n° 3 a été réalisé en 2016, alors même qu'on annonçait la complétion de Bourque n°1, soit l'ensemble des opérations de finition du puits (Pétrolia, 2016, 23 décembre). Au cours de la même année, Ressources Québec a investi 8,5 millions de dollars canadiens supplémentaires pour le financement de la phase d'exploration du projet Bourque. Ajouté à l'investissement de 3,8 millions de dollars canadiens annoncé l'année précédente, cela porte la participation totale de fonds publics à 12,3 millions de dollars canadiens (Shields, 2016, 17 juin). Le gouvernement détient donc 44 % de la coentreprise, alors que Pétrolia, qui assure le rôle d'opérateur, en détient 51 % (Thibault, 2016, 16 juin). Le 5 % restant revient à Tugliq Énergie, avec qui Pétrolia a uni ses forces. La compagnie a pour objectif de construire une usine flottante de gaz naturel liquéfié ainsi qu'un gazoduc sur une distance de 60 kilomètres afin d'approvisionner la Côte-Nord et le Nord-du-Québec, un projet évalué à 600 000 millions de dollars canadiens. En février 2017, Tugliq Énergie a dû retirer sa demande de permis d'exportation déposée à l'Office national de l'énergie (ONÉ), puisque Pétrolia n'avait pas encore validé le potentiel de ses puits Bourque n° 1 et n° 3 et que l'ONÉ a refusé de lui accorder un délai supplémentaire. La compagnie espère déposer une nouvelle demande au printemps prochain, et vise 2018-2019 (Radio-Canada, 2017, 2 février).

2. CADRE D'ANALYSE

L'analyse multicritère permet d'apporter des réponses pertinentes à des problématiques diverses en aidant au diagnostic et, plus généralement, en facilitant la prise de décision stratégique ou opérationnelle en environnement. Dans le cas présent, elle vise à permettre une réflexion et poser un constat sur les considérations de développement durable en ce qui a trait aux projets pétroliers de l'Est du Québec. Tel que mentionné, dans l'esprit de ces projets pétroliers, le développement économique se positionne parfois aux antipodes de la préservation de l'environnement, d'où l'importance de l'usage d'une analyse multicritère. Elle vise à répondre à l'impératif d'objectivité.

2.1 Source des données

Afin de s'assurer que les conditions sont adéquates pour permettre une exploitation sécuritaire des hydrocarbures tout en favorisant le développement socioéconomique des différentes régions du Québec, le gouvernement a cherché à colliger, analyser et résumer l'ensemble d'une vaste littérature portant sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Ainsi, la littérature rapportée pour l'analyse multicritère a été recensée grâce aux trois bilans des connaissances : *Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec* (CIRAIG, 2014), *Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec* (CIRAIG, 2015a) et *Revue de littérature critique du bilan des connaissances sur les impacts sociaux et socioéconomiques de l'exploration/exploitation des hydrocarbures au Québec* (CIRAIG, 2015b). Ces derniers ont été réalisés entre l'automne 2014 et le printemps 2015 dans le cadre du Plan d'action sur les hydrocarbures. Il s'agit de revues de littérature critiques réalisées par le CIRAIG pour chacun des trois piliers du développement durable. Les études originales consultées sont, pour la majorité, basées sur des données obtenues par mesures quantitatives ou des simulations numériques à partir d'extrapolation de données quantitatives. Il s'agit de la principale qualité de rigueur et d'objectivité de ces données. Lorsque jugées utiles et pertinentes, les sources peuvent aussi être issues des organisations de la société civile. Ces bilans ont été accompagnés d'un Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA), visant à produire une série de 64 études supplémentaires afin de combler les informations lacunaires ou manquantes. Elles ont été effectuées par l'un des différents ministères, des représentants universitaires ou des firmes privées. Ces études, aussi considérées comme valides et de qualité, sont utilisées dans le cadre de l'analyse multicritère. Les connaissances et faits rapportés ne sont pas intemporels, pouvant varier avec l'acquisition de notions additionnelles, mais sont jugés exacts au moment de la rédaction de l'essai.

2.2 Choix de la méthode et limites

La méthode utilisée sera inspirée des outils de développement durable créés par la Chaire en éco-conseil de l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC). La grille d'analyse multicritère présente une interface simple à utiliser, contrairement aux méthodes mathématiques d'analyse multicritère (Saaty, 1984). Elle permet aussi de modifier la série de critères et d'intégrer une pondération. À noter que cette analyse multicritère ne vise pas à sélectionner des actions ou influencer une quelconque prise de décision. Ultimement, elle ne donnera pas de résultats précis et chiffrés, mais permettra plutôt d'apprécier ou de comparer un certain nombre de résultats. L'une des importantes limites de ce travail est le fait que normalement, le choix des critères, des pondérations et des évaluations devrait résulter d'exercices de dialogue d'un groupe d'analystes provenant de différents horizons. Il serait alors possible de procéder en établissant des moyennes de leurs évaluations respectives ou résultant d'une note commune obtenue par consensus (Chaire en éco-conseil de l'UQAC, 2016). Dans le cas présent, les valeurs attribuées aux critères seront justifiées au sein du travail de la manière la plus objective possible.

2.3 Choix des critères

De nombreux enjeux font surface lorsqu'il est question de projets d'exploitation d'hydrocarbures. Les trois piliers du développement durable (économie, environnement, société) seront subdivisés en une série de critères, correspondant à ces enjeux. Il convient au départ de réaliser le choix des critères. Ces derniers devront être représentatifs de chacun des trois piliers. Il y a obligation de considérer l'ensemble des critères impactés pour que la grille d'analyse soit considérée comme viable, ce qui est une contrainte non négligeable. Même si plusieurs critères peuvent sembler éloignés des projets en question, ils ne peuvent être éliminés, car chacun des éléments proposés peut impliquer des enjeux de durabilité dans le cadre de la problématique. Ainsi, l'analyse devra prendre en compte un large spectre d'informations collectées dans le cadre de l'ÉES globale sur les hydrocarbures; les données manquantes sont considérées comme une autre des limites du travail. La démarche d'analyse doit ainsi conserver son caractère global; l'étape suivante permettra de souligner les enjeux prioritaires. Ils ont été entièrement choisis dans une optique de représentation des informations contenues l'ÉES globale. Ils seront recensés par groupe d'enjeux dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1 Critères sélectionnés dans le cadre de l'analyse multicritère

Enjeux environnementaux	Enjeux économiques	Enjeux sociaux
1) Réduction des émissions atmosphériques	11) Participation de l'État	21) Gestion des risques
2) Réduction des émissions de gaz à effet de serre	12) Juridiction adéquate	22) Santé publique
3) Préservation des eaux de surface	13) Développement économique	23) Compensation des externalités
4) Prélèvement responsable des eaux de surface	14) Mesures incitatives	24) Accessibilité immobilière et locative
5) Préservation des eaux souterraines	15) Octroi éthique de concessions	25) Conciliation des usages
6) Préservation des sols	16) Création d'emplois	26) Égalité à l'emploi
7) Contrôle de la sismicité	17) Réalisation de la rente économique	27) Viabilité socioéconomique
8) Protection de la faune et de la flore	18) Régime de taxation et redevances adéquat	28) Participation publique
9) Maintien de la qualité des habitats	19) Partage des retombées économiques	29) Concertation des communautés autochtones
10) Maintien de la qualité des écosystèmes	20) Balance commerciale	30) Acceptabilité sociale

2.4 Pondération des critères

Suite à cette démarche de réflexion, des valeurs numériques de 1 à 3 seront utilisées pour indiquer l'importance à accorder aux critères. La valeur 0 ne peut pas être accordée lors de la pondération, et les critères sont tous soumis à la pondération. Cette étape sera réalisée en comparant l'importance relative des critères les uns avec les autres. Cette pondération sert à calibrer la grille, en adaptant l'outil aux réalités et au contexte où elle s'applique. Pour chacun des critères, il faut se poser la question suivante : quelle est la corrélation entre les projets pétroliers ayant cours sur la péninsule gaspésienne et le critère à l'étude?

1 : Importance négligeable (il existe une faible corrélation entre le critère et les projets)

2 : Importance moyenne (le critère est important à considérer, mais n'est pas considérablement corrélé à la réalisation des projets)

3 : Importance considérable (le critère est directement corrélé aux projets et figure parmi les priorités immédiates; sa prise en compte doit servir de prémisse à la mise en œuvre des projets)

2.5 Évaluation des critères

Une fois les critères pondérés, il s'agit de se demander dans quelle mesure les projets auront un impact quant à chacun des critères, et de sélectionner la valeur correspondante dans la grille. Les valeurs possibles sont --, -, 0, +, ++. Les évaluations doivent se baser sur des faits en place pour les justifier. Chaque critère doit être évalué en répondant à la question suivante : dans quelle mesure le critère à l'étude sera impacté, positivement ou négativement, par les projets pétroliers ayant cours sur la péninsule gaspésienne?

-- : Les projets ont des impacts négatifs ou délétères, potentiellement importants, relativement à ce critère.

- : C'est une question dont les projets n'ont pas tenu compte. Il pourrait y avoir des impacts négatifs relativement à ce critère, mais ils n'ont été ni mesurés, ni évalués.

0 : Les projets n'ont pas d'impact significatif, ni positif, ni négatif.

+ : Les projets impacteront positivement ce critère, mais sans se démarquer.

++ : Les projets se démarquent par leurs innovations et par l'ampleur de leur prise en compte de ce critère dans l'élaboration des projets.

2.6 Interprétation des résultats de l'analyse

Finalement, la grille cumulera l'ensemble des évaluations en fonction de la pondération et générera des résultats, comme le démontre la figure 2.1. Les valeurs possibles sont « Réagir », « Agir », « Conforter », « Enjeu à long terme » ou « Non prioritaire ».

Pondération	3						Réagir			
		2							Agir	
										Conforter
		1							Enjeu long terme	
		(--)	(-)	0	(+)	(++)				
		Évaluation								

Figure 2.1 Grille cumulative (tiré de : Chaire en éco-conseil de l'UQAC, 2016)

La mention « Réagir » s'applique aux critères d'importance considérable (pondération de 3) dont l'évaluation est inférieure à - et aux critères d'importance moyenne (pondération de 2) dont l'évaluation est égale à --.

La mention « Agir » s'applique aux critères d'importance considérable (pondération de 3) pour lesquels l'évaluation se situe à 0 ainsi qu'aux critères d'importance moyenne (pondération de 2) pour lesquels l'évaluation est de 0 ou -.

La mention « Conforter » s'applique aux critères d'importance considérable (pondération de 3) ou moyenne (pondération de 2) dont l'évaluation est de + ou ++.

La mention « Enjeu long terme » s'applique aux critères d'importance négligeable (pondération de 1) dont l'évaluation est inférieure ou égale à 0.

La mention « Non prioritaire » s'applique aux critères d'importance négligeable (pondération de 1) dont l'évaluation est de + ou ++.

3. ANALYSE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

De prime abord, l'ÉES globale sur les hydrocarbures ne démontre pas de manière concise que les projets actuellement en cours répondent aux considérations de développement durable. Elle fait uniquement mention que ses principes devront être intégrés dans l'élaboration du nouveau cadre législatif et réglementaire. Le rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures rapporte la définition élaborée au sommet de la Terre, ayant eu lieu à Rio de Janeiro en 1992. Il envisage le développement durable comme : « un développement économiquement efficace, socialement équitable et écologiquement soutenable » (Gouvernement du Québec, 2016), tel qu'illustré par la figure 3.1.

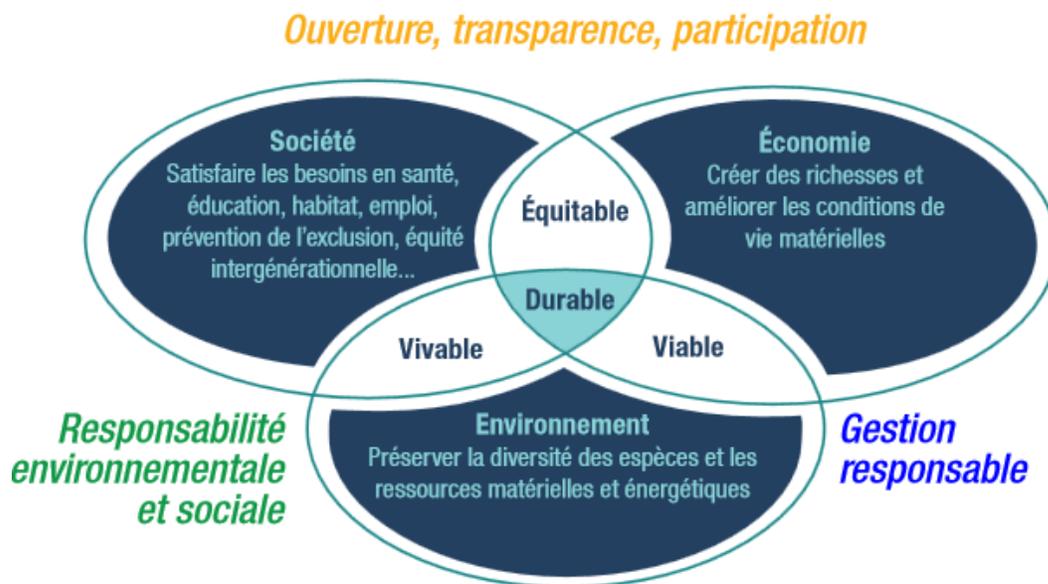


Figure 3.1 Vision traditionnelle du développement durable (tiré de : Gouvernement du Québec, 2016)

À la base, cette définition même est critiquable. Certains auteurs défendent en effet une définition plus scientifique de ce concept; les écosystèmes dictent la capacité de charge de l'activité humaine, et l'économie serait purement un produit de cette dernière, étant issue des institutions, du cadre légal, des droits et la gouvernance d'une société (Magnin, 2015). L'économie ne serait donc pas une fin en soi, mais plutôt un moyen. Celle-ci devrait donc être imbriquée dans la sphère « société » et « environnement », comme le démontre la figure 3.2.

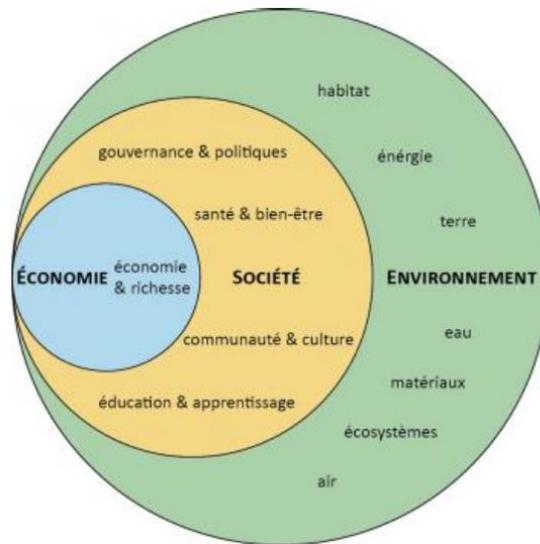


Figure 3.2 Vision alternative du développement durable (tiré de : Sustainability Solutions Group, 2015)

Dans un souci de cohérence avec les orientations gouvernementales, la première définition du développement durable sera utilisée dans la réalisation de l'analyse multicritère. Cette section en présente chaque étape, afin de démontrer dans quelle mesure les projets d'exploitation des hydrocarbures de la péninsule gaspésienne, sous leur forme actuelle, s'inscrivent dans une démarche de développement durable. Pour chaque pilier du développement durable, un résumé du contenu du bilan de connaissances est présenté, référant aux études d'origine, en ce qui a trait aux projets pétroliers réalisés en milieu terrestre selon différents types d'extraction. Chaque pilier est suivi d'une courte explication pour justifier la pondération et l'évaluation des critères de ladite sphère. Finalement, l'analyse des résultats, qui met en commun l'ensemble des critères, est présentée.

3.1 Enjeux environnementaux

Les impacts environnementaux sont fonction du nombre d'installations, de la technologie utilisée, des caractéristiques des rejets et des déversements potentiels, mais également des caractéristiques propres aux milieux récepteurs. Ils peuvent être liés aux risques potentiellement induits par la technologie employée. Par exemple, la contamination de l'eau peut découler de la sismicité induite par la stimulation des puits. Ces impacts peuvent toutefois être atténués par l'application de mesures adaptées au projet et au milieu (Gouvernement du Québec, 2016). Cette section recense donc les impacts appréhendés quant à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, soit le pétrole et/ou le gaz naturel conventionnels ainsi que le gaz et/ou le pétrole de shale en Gaspésie.

L'étude sera basée exclusivement sur le territoire terrestre que constitue la péninsule laurentienne; il convient d'en souligner les caractéristiques géologiques. Le bassin sédimentaire de la Gaspésie est d'âge paléozoïque, datant de -544 à -245 millions d'années (Genivar, 2013). Il est constitué de roches cambriennes à dévoniennes, et la sismicité en présence est faible. Une colonne stratigraphique réalisée pour la Gaspésie permet d'illustrer la superposition des diverses strates qui y sont rencontrées dans l'écorce terrestre. Obtenue par sondage stratigraphique, elle est d'importance pour la modélisation géologique, car elle permet de représenter la cible d'exploration des hydrocarbures de manière théorique (CIRAIG, 2014). Malgré les découvertes, des incertitudes pèsent toujours sur le potentiel en hydrocarbures et sur la qualité de la couverture des réservoirs. L'utilisation d'analogues géologiques vise à répondre à cette problématique.

L'analogie géologique est un environnement géologique connu, bien documenté et ayant un historique de production qui présente des similarités géologiques fondamentales avec l'environnement géologique québécois pour lequel le niveau de connaissance est sommaire. L'âge de la formation, sa composition, sa porosité, sa structure, son niveau de maturité thermique et sa teneur en carbone organique total sont tous des critères à considérer. Ils permettent d'anticiper les risques géologiques, de définir les enjeux entourant les travaux, d'établir les bonnes pratiques à adopter et de désigner les portions vulnérables du territoire et lesquelles il serait justifié d'appliquer une réglementation particulière (Gouvernement du Québec, 2016). Ils sont recensés dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 Analogues géologiques des principaux projets d'hydrocarbures du Québec

(tiré de : Gouvernement du Québec, 2016)

Nom du projet	Typologie – Québec	Analogie	Typologie – Analogie
Galt	Gaz et pétrole dans des calcaires dévoniens fracturés à faible porosité primaire de la Formation des Calcaires supérieurs de Gaspé dans un anticlinal à double plongée	Bassin d'Anadarko, principalement dans les États de l'Oklahoma et du Kansas	Gaz et pétrole dans des calcaires mississippiens fracturés à faible porosité primaire du Groupe de Mayes. Le pétrole est concentré dans le réseau de fractures et le gaz, dans des pièges stratigraphiques
Bourque	Gaz et pétrole dans des calcaires dévoniens fracturés à faible porosité primaire de la Formation des Calcaires supérieurs de Gaspé		

Tableau 3.1 Analogues géologiques des principaux projets d’hydrocarbures du Québec

(tiré de : Gouvernement du Québec, 2016)

Nom du projet	Typologie – Québec	Analogue	Typologie – Analogue
Haldimand	Grès dévoniens faiblement poreux et fracturés de la Formation de York River	Grès d’Oriskany, couvrant surtout les États de New York, de la Pennsylvanie et de la Virginie occidentale	Gaz dans des grès dévoniens fracturés à porosité variable de la Formation d’Oriskany
		Membre médian de la Formation de Bakken du bassin de Williston, dans les États du Dakota du Nord, du Montana, et les provinces du Manitoba et de la Saskatchewan	Pétrole dans des grès calcareux et des siltstones dolomitiques fracturés et faiblement poreux du membre médian de la Formation de Bakken, d’âge dévonien à mississippien

Une étude devait être réalisée à l’aide de ces analogues dans le cadre du PACA afin d’évaluer les niveaux de production plausibles d’une éventuelle exploitation commerciale de bassins d’hydrocarbures en Gaspésie (GECN01). Celle-ci a toutefois dû être annulée, car l’approche méthodologique ne permettait pas, en fonction des connaissances existantes et des délais impartis, de modéliser des scénarios de développement; seule Anticosti a pu bénéficier d’une telle modélisation. La progression éventuelle de l’exploration et de l’acquisition de connaissances géoscientifiques pourrait permettre d’acquérir les données nécessaires pour développer des scénarios de production plausibles pour la Gaspésie; il faudrait simplement faire les modélisations avant que le développement ne se produise sur le territoire, comme c’est le cas actuellement, pour éviter que cette région ne serve de cobaye.

L’analyse du cycle de vie (ACV) permet d’avoir une vision globale des impacts potentiels associés à un produit, un service ou un procédé lors de son cycle de vie; elle ne tient pas compte des déversements accidentels. Elle a démontré que l’étape du raffinage ou du traitement est la principale contribution en termes de changement climatique et de dégradation de la qualité des écosystèmes, par rapport à l’étape d’extraction, qui s’avère un contributeur relativement faible. Toutefois, comme toute extraction finira inévitablement par un raffinage ou un traitement, ces informations ne sont pas pertinentes d’un point de vue utilitariste. Pour le pétrole ou le gaz de shale, les étapes d’exploration, de développement, de transmission et distribution sont les principales contributrices pour toutes les catégories de dommages (CIRAIG, 2014). Les impacts sont rapportés à travers les tableaux 3.2 à 3.5.

3.1.1 Qualité de l'air et émissions de GES

L'extraction des hydrocarbures, incluant leur cycle de vie, émet dans l'atmosphère de nombreux composés pouvant nuire à la qualité de l'air. On compte notamment des oxydes d'azote, du dioxyde de soufre, du monoxyde de carbone, de la poussière/des particules fines, des composés organiques volatils, du sulfure d'hydrogène, des hydrocarbures aromatiques polycycliques et des aldéhydes (SNC-Lavalin, 2013). Afin d'évaluer les risques associés à la qualité de l'air ou aux odeurs, une modélisation atmosphérique pouvant utiliser le modèle AERMOD doit être effectuée. Ce modèle nécessite comme entrant une évaluation des émissions sur site, un système virtuel de mesures de la concentration atmosphérique et les conditions météorologiques autour du site (Leduc, 2005). La modélisation des émissions associées a uniquement été réalisée par SNC-Lavalin pour l'exploitation des gaz de shale lors de l'ÉES dans les basses terres du Saint-Laurent. Les valeurs de concentration atmosphérique obtenues ont été comparées aux normes et critères de qualité de l'air ambiant. Les résultats montrent que le développement du gaz de shale, même à petite échelle, pourrait avoir un impact significatif sur la qualité de l'air à l'échelle locale sur des distances allant de quelques centaines de mètres à un kilomètre. L'étude mentionne également qu'un développement à grande échelle pourrait avoir un impact significatif sur le bilan provincial des émissions d'oxyde d'azote, un précurseur à la formation du smog photochimique. Plusieurs mesures d'atténuation des impacts ont été considérées : utilisation de moteurs TIER-4 ou de meilleure technologie, réduction du soufre dans le carburant et rehaussement de cheminée, utilisation de réservoirs fermés pour éliminer les émissions potentielles, captage aux événements de coffrage, programme de détection et de réparation des fuites, remplacement des systèmes pneumatiques par des systèmes *low-bleed* à air comprimé ou mécanique, utilisation de condenseurs ou incinérateurs d'une efficacité de plus de 98 %, etc. L'étude souligne que les substances causent des problèmes importants à la santé humaine, alors que les effets sur la faune et la flore demeurent mal documentés (SNC-Lavalin, 2013).

Tableau 3.2 Sources d'impacts potentiels sur la qualité de l'air (inspiré de : CIRAI, 2014)

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Émissions de poussières dans les zones de travail
	Émissions des équipements.
	Perte du captage de CO ₂ par la végétation suite au déboisement le cas échéant.
Exploitation	Émissions des installations de pompage et de contrôle, si elles ne sont pas alimentées à l'électricité.
	Émissions fugitives aux installations.
Fin de vie (abandon sur place)	Émissions durant le nettoyage et la restauration.
Fin de vie (retrait)	Similaire à l'étape de construction.
	Déversements de produits dangereux.

Du côté des émissions de GES, le Québec a respecté les engagements du protocole de Kyoto, puisqu'il a réduit ses émissions de près de 8 % entre 1990 et 2012. Toutefois, une portion de cette réduction est attribuable au ralentissement économique et à la fermeture de quelques grandes industries québécoises (Ministère du développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), 2016), ce qui peut engendrer des doutes sur les possibilités de conciliation entre réduction des émissions de GES et croissance économique. Actuellement, le Québec est en perte de vitesse par rapport à ses engagements. Avec ses objectifs de réduction de 37,5 % de ses émissions de GES par rapport au niveau de 1990 d'ici 2030 (MERN, 2016), le Québec démontre un manque de cohérence. D'autant plus que le dernier inventaire québécois des émissions de GES (1990-2013) révèle qu'entre 2012 et 2013, les émissions ont fluctué de 81,26 à 81,16 mégatonnes, soit une baisse de 0,001 % seulement (MDDELCC, 2016). La province évoque même la possibilité de réduire ses émissions de 80 % sous les niveaux de 1990 d'ici 2050 (Radio-Canada, 2015, 27 novembre). La figure 3.3 illustre à la fois l'évolution des émissions et les cibles de réduction des émissions pour la période 1990 à 2050.

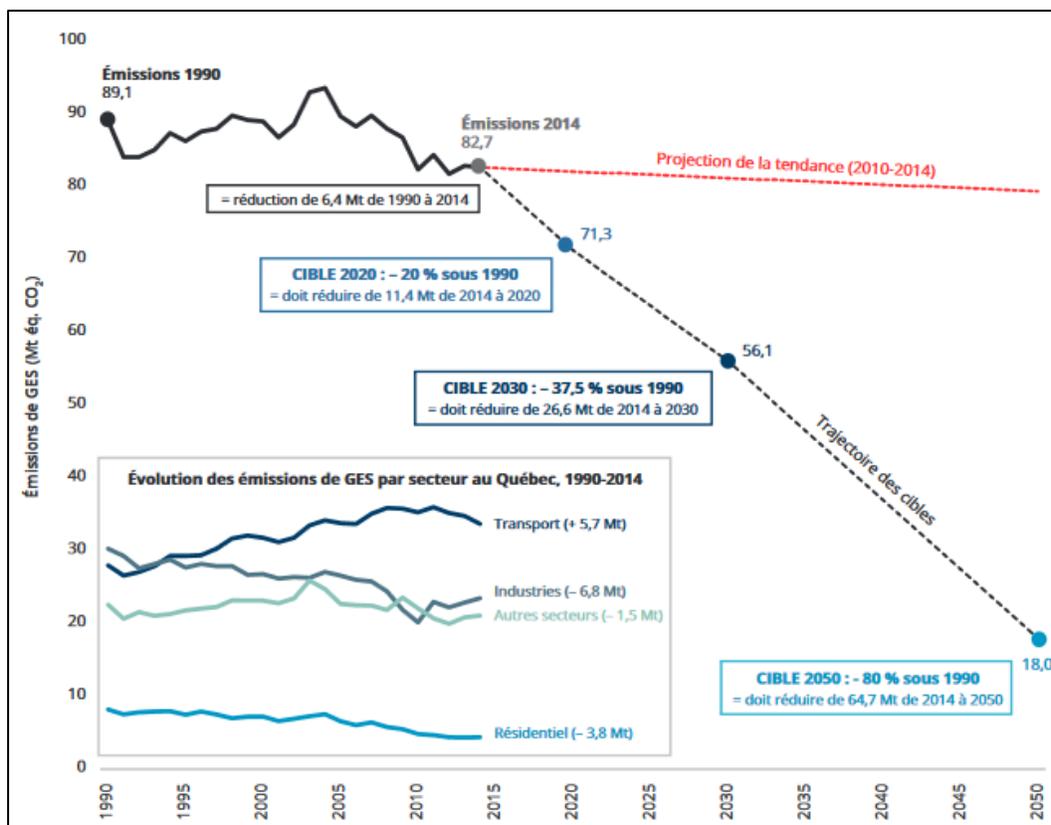


Figure 3.3 Évolution des émissions en fonction des cibles de réduction des émissions pour la période 1990-2050 (tiré de : HEC Montréal, 2016)

Les émissions de GES liés aux hydrocarbures conventionnels se situent entre 12 et 47 grammes d'équivalent CO² par mégajoule pour le pétrole (IHS Cera, 2012; New Fuels Alliance, 2009) et entre 7 et 21 grammes d'équivalent CO² par mégajoule pour le gaz naturel (Weber et Clavin, 2012). Pour ce qui est des hydrocarbures non conventionnels, les émissions de GES se situent entre 9 et 13 grammes d'équivalent CO² par mégajoule pour le pétrole de shale (IHS Cera, 2012; Legendre, Brunel et Bélisle, 2014; US Department of State, 2013) et entre 7 et 34 grammes d'équivalent CO² par mégajoule pour le gaz de shale (Roy et al, 2013; Weber et Clavin, 2012). L'amplitude des résultats obtenus relance le débat sur l'estimation des émissions fugitives associées à un site de gaz de shale, à savoir si elles sont dues à un biais méthodologique ou bien au fait que la mesure de la concentration atmosphérique régionale capte des processus que les mesures sur le site ne prennent pas en compte (CIRAIG, 2014).

L'émission de gaz dans l'atmosphère est prohibée en vertu des articles 22 et 48 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (chapitre Q-2) et des lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière. Or, la problématique des émissions fugitives de méthane après la fermeture d'un puits est importante, considérant que les effets de ce gaz sont décuplés par rapport au dioxyde de carbone. Les résultats d'une étude réalisée auprès de 15 550 puits américains montrent que près de 50 % des puits conventionnels âgés de plus de 20 ans présentent une pression interne inquiétante, mais l'étude ne spécifie toutefois pas si cette pression est suffisante pour causer un problème de fuite (Bruffato et al., 2003). Afin d'estimer la quantité de gaz naturel pouvant être émis après la fermeture d'un site, une étude réalisée par le MERN a recensé les puits de gaz de shale forés au Québec entre 2006 et 2010. L'étude a constaté que sur les 31 puits en activité durant cette période, 19 d'entre eux présentaient des fuites, soit 61 %. Ces fuites ne seraient pas attribuables aux mauvaises pratiques de l'industrie, mais plutôt au temps de latence entre le début de la cimentation et le moment où elle devient effective. Durant cette période, le gaz continue à s'échapper et crée des chemins qui ne se refermeront pas complètement après la fermeture du puits. Ces fuites, dont le débit varie entre 2 et 190 mètres cubes de gaz naturel par jour, sont considérées comme négligeables par l'industrie, basé sur une norme albertaine qui stipule que les fuites de méthane peuvent être tolérées si elles sont inférieures à 300 mètres cubes de gaz naturel par jour (CIRAIG, 2014).

Le bilan de GES du Québec est estimé à 81 millions de tonnes d'équivalent CO² par année. Ce bilan a été calculé en utilisant le Potentiel de réchauffement global₁₀₀ (PRG₁₀₀) de 1996. Il a toutefois été possible de recalculer le bilan de GES à partir des plus récents PRG₁₀₀, soit ceux de 2014. Le dioxyde de carbone compte pour 80,2 % du total des émissions de GES, soit 65,0 tonnes d'équivalent CO², suivi du méthane pour

10,4 % du total, soit 14,4 tonnes d'équivalent CO² (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (IPCC), 2014).

En misant sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, les données indiquent que le bilan annuel de GES du Québec augmentera inévitablement. L'ampleur de cette augmentation pourrait toutefois être de 1,3 % seulement, dans le meilleur scénario, qui envisage une production à petite échelle sur 166 sites, soit une production de $8,50 \times 10^7$ mètres³ et des émissions fugitives faibles. Il pourrait augmenter jusqu'à 23,3 % dans le pire des cas, qui envisage une production à grande échelle sur 1 500 sites, soit une production de $7,08 \times 10^7$ mètres³ et des émissions fugitives élevées (Roy et al., 2013). Les développements entraîneraient une hausse sensible du coût associé aux réductions d'émissions de GES aux horizons 2030 et 2050 et ainsi qu'une pression accrue sur les autres secteurs économiques du Québec (CIRAIG, 2014). Le gouvernement du Québec le dit lui-même : « [...] de manière générale, l'exploitation des hydrocarbures apparaît donc, à long terme, comme difficilement conciliable avec les objectifs du Québec en matière de lutte contre les changements climatiques » (Gouvernement du Québec, 2016).

3.1.2 Qualité de l'eau

La consommation d'eau lors de l'extraction de pétrole varie significativement en fonction de la géographie et de la géologie, et elle peut affecter significativement les êtres vivants sur le territoire. Il faut considérer le niveau de déplétion du réservoir pétrolier, puisque l'eau est généralement utilisée afin d'augmenter la quantité de pétrole extrait (Mielke, Diaz Anadon et Narayanamurti, 2010). De plus, certaines techniques de récupération, comme la fracturation hydraulique, nécessiteront une utilisation d'eau supplémentaire, de l'ordre de 870 à 3400 mètres cubes d'eau par procédé de fracturation. Afin de diminuer les quantités d'eau prélevée, l'industrie privilégie la réutilisation des eaux de reflux. Toutefois, il est estimé que seulement 44 % de l'eau injectée dans un puits de gaz de shale remontera à la surface (Van Durme et al., 2012); un apport d'eau supplémentaire sera donc inévitable. Différents mécanismes peuvent engendrer la contamination des eaux de surface : contamination des aquifères qui se déversent par la suite dans les eaux de surface, fuite des bassins de rétention sur le site vers les eaux de surfaces, déversement lors du transport vers le lieu de traitement et déversement ou contamination lors du traitement des eaux. Le dernier cas s'avère une problématique d'importance et généralement sous-estimée, puisque les eaux de reflux peuvent présenter des concentrations en sels et en matières radioactives de deux à trois ordres de grandeur au-dessus des normes fédérales américaines pour l'eau de consommation (Rozell et Reaven, 2012). Pour traiter ces eaux de reflux, trois principales filières d'élimination ont été soulignées : l'utilisation

des ouvrages municipaux d'assainissement des eaux, la réinjection dans des formations géologiques profondes et le rejet dans le milieu naturel. Au cours des dernières années, au Québec, seuls les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux ont été utilisés comme mode d'élimination (Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste, 2014). Actuellement, le Centre d'expertise hydrique du Québec recense un nombre limité de piézomètres en Gaspésie, ce qui rend les évaluations d'hydrogéologie difficile. Il est impossible de déterminer si les plans d'eau de la région seraient assez productifs pour fournir la quantité d'eau nécessaire à l'exploitation des hydrocarbures. Globalement, la disponibilité de l'eau au Québec ne constitue pas une contrainte pour l'industrie pétrolière ou gazière, mais il serait important, avant tout projet, de déterminer avec précision l'origine de l'eau prélevée. L'eau ne peut être prélevée dans n'importe quel plan d'eau, puisque localement, le prélèvement d'une grande quantité d'eau sur une courte période de temps peut entraîner une réduction de débit (Gangbazo, 2013).

Les aquifères de la Gaspésie sont situés dans les dépôts de surface et dans les unités rocheuses composées de calcaire, de grès ou de conglomérats. Il semblerait que le secteur entre Cap-Chat et Gaspé est peu vulnérable aux contaminations, sauf en bordure des rivières, alors que le secteur de la Baie-des-Chaleurs est en grande partie constitué de zones de vulnérabilité moyenne à élevée (MDDELCC, 2014). La vulnérabilité d'un aquifère à une éventuelle contamination dépend de l'épaisseur, de la perméabilité et de la porosité des unités hydrostratigraphiques, sans compter le confinement de l'aquifère, s'il y a lieu, et le type de dépôt dans lequel il est situé (Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste, 2014). Autrement dit, les connaissances hydrogéologiques revêtent une importance capitale afin d'évaluer le risque de contamination. Il peut s'agir de contamination au méthane, au pétrole, par les boues de forages, le liquide de fracturation ou les eaux de reflux. Malgré tout, plusieurs études réalisées aux États-Unis et recensées dans le bilan de connaissances rapportent que des cas de contaminations ont bel et bien eu lieu. Cela était parfois attribuable à de mauvaises pratiques de l'industrie, mais certains cas accidentels ont également été recensés. Lors d'un déversement accidentel en surface, les contaminants peuvent voyager jusqu'aux aquifères souterrains. Il peut aussi y avoir un bris de tuyauterie et/ou de la cimentation. Les hydrocarbures et/ou le liquide de fracturation peuvent remonter des profondeurs jusqu'aux aquifères par des failles naturelles du sol et remonteraient à la surface de manière non contrôlée (CIRAIG, 2014). Ce troisième et dernier cas est mal documenté dans la littérature. Le manque d'information pourrait notamment être dû au fait que la probabilité d'occurrence de ces fuites par cheminements profonds demeure faible (Flewelling, Tymchak et Warpinsky, 2013), puisque le phénomène capillaire multiphase rend improbable toute remontée de liquides (Engelder, Cathles et Bryndzia, 2014). Dans tous les cas, le *Règlement sur le*

prélèvement des eaux et leur protection oblige la réalisation d'études hydrogéologiques avant de réaliser une fracturation hydraulique.

Tableau 3.3 Sources d'impacts potentiels sur les aquifères et les eaux de surface

(inspiré de : CIRAIG, 2014)

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Mise en suspension de sédiments et apport de particules de sol.
	Déversements accidentels d'hydrocarbures ou mauvaise gestion des déchets dangereux.
Exploitation	Érosion des berges due au défrichage de l'emprise permanente.
	Déversements accidentels.
Fin de vie (abandon sur place)	Affaissement.
	Contamination par les produits restants, fuites antérieures non identifiées, produits de nettoyage.
	Dégradation des matériaux.
Fin de vie (retrait)	Similaire à l'étape de construction.
	Déversements de produits dangereux.

3.1.3 Qualité des sols

Tous les mécanismes de contamination des aquifères énoncés précédemment passent obligatoirement par une contamination des sols. L'étendue de la contamination des sols dépend bien entendu de la quantité et de la composition des boues ou liquides déversés. Les boues de forage ne sont généralement pas considérées comme « dangereuses ». À certains endroits, les déblais de forage sont même valorisés par épandage, vu leur contenu élevé en carbonate de calcium (Molgat, 2013). Le liquide de fracturation, lui, contient de nombreuses substances jugées toxiques et des substances synthétiques (Legendre et al., 2014). Il est toutefois difficile d'évaluer leurs effets réels, considérant leur très faible concentration. Les eaux de reflux sont reconnues pour avoir des hautes teneurs en sels et pour être légèrement radioactives. Leur déversement aurait pour effet d'annihiler la biodiversité présente dans les sols (CIRAIG, 2014).

Toute forme d'exploitation, que ce soit le compactage, l'érosion ou la contamination, entraîne une fragilisation des sols et une dégradation potentielle des services écosystémiques qu'ils fournissent. Ces services peuvent être de fournir un habitat aux organismes, de réguler et stocker les flux hydriques, d'empêcher un transfert de polluants, autrement dit de maintenir et supporter la vie. Par conséquent, non seulement la capacité productive et la durabilité des terres sont affectées, mais aussi les cycles biogéochimiques. Toutefois, ces divers impacts n'ont pas été quantifiés à l'échelle de la Gaspésie, rendant impossible d'estimer l'ampleur des répercussions environnementales des activités pétrolières et gazières sur les sols (CIRAIG, 2014).

Bien que la sismicité soit faible au Québec, des séismes de faible amplitude surviennent régulièrement au Québec, surtout au niveau de l'estuaire du Saint-Laurent; ils sont très peu nombreux en Gaspésie. Il est reconnu par certaines organisations que la fracturation hydraulique pourrait causer des séismes de faible amplitude moins de 3 sur l'échelle de Richter (CAPP, 2012), bien que cela ait déjà été remis en question. En effet, les relevés sismiques par dynamitage pourraient créer une vibration locale de relativement faible amplitude.

Tableau 3.4 Sources d'impacts potentiels sur les sols (inspiré de : CIRAIG, 2014)

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Déversements accidentels ou mauvaise gestion de déchets dangereux.
	Pollution du sol par les boues de forage (par exemple, avec l'utilisation de bentonite).
	Érosion des sols.
	Compactage des sols sur les aires de travail et les chemins d'accès.
	Dégradation des sols agricoles (compactage, diminution de la porosité et du taux de percolation, changements de composition, etc.).
Exploitation	Accumulation des fragments rocheux de grande taille sur le site.
	Émissions de combustion des installations de pompage et de contrôle, si elles ne sont pas alimentées par l'électricité.
	Émissions fugitives sur les installations.
Fin de vie (abandon sur place)	Déversements accidentels.
	Affaissement.
	Contamination ultérieure par les produits restants, fuites antérieures non identifiées, produits de traitement et de nettoyage ou dégradation de la conduite et de son revêtement.
Fin de vie (retrait)	Dégradation lente des matériaux sous l'effet de la corrosion ; émissions de produits métalliques et de plastique.
	Similaire à l'étape de construction.
	Déversements de produits dangereux.

3.1.4 Qualité des milieux naturels

La Gaspésie fait partie de la région naturelle des Appalaches. Cette région possède un couvert forestier caractérisé principalement par des forêts mélangées à dominance feuillue (MDDELCC, 2002). Une partie du territoire gaspésien est classé comme non organisé, et est constitué de vastes espaces inhabités. Ces derniers se sont vus propices à l'établissement d'aires protégées. Une aire protégée se définit comme étant « une portion de terre, de milieu aquatique ou de milieu marin, géographiquement délimitée, vouée spécialement à la protection et au maintien de la diversité biologique, aux ressources naturelles et culturelles associées » (Gouvernement du Québec, 2017). Une partie de la Gaspésie comprend des aires protégées, avec le parc national de Forillon et le parc de la Gaspésie. Des milieux humides couvrant un

large spectre d'écosystèmes, tels les étangs, les marais, les marécages et les tourbières y ont également été recensés. Ces milieux fortement influencés par la présence de l'eau présentent une biodiversité singulière et remplissent de nombreuses fonctions écosystémiques. Ils couvrent 13 579 hectares en Gaspésie (Canards Illimités, 2008). De plus, une zone marine présentant une importance écologique et biologique particulièrement élevée borde le sud de la péninsule dans la Baie-des-Chaleurs (Pêche et Océans Canada, 2007).

Les forêts de la péninsule gaspésienne abritent des espèces fauniques abondantes comme des oiseaux, des amphibiens, des reptiles et de très nombreuses espèces de poissons d'eau froide et d'eau fraîche. Il serait inutile d'énumérer l'ensemble des espèces mais il est pertinent de savoir que dans une optique de protection et de conservation, certaines d'entre elles ont été ciblées par la *Loi sur les espèces en péril* (chapitre 29) du Canada et la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* (chapitre C-61.1) du Québec. Les espèces floristiques à statut particulier se retrouvent en bon nombre sur la péninsule gaspésienne : l'astragale de Fernald, l'arnica de Griscom, l'aspidote touffue, l'athyrie alpestre, le gaylussaquier de Bigelow, la gentianopsis de Macoun, la minuartie de la serpentine, le saule à bractées vertes, l'aster d'Anticosti et la valériane des tourbières. Dans la catégorie des espèces fauniques désignées « menacées », on retrouve la célèbre population boréale du caribou des bois, écotype montagnard. Il en resterait une centaine de têtes seulement au Québec méridional. Le satyre fauve des maritimes, un des rares papillons diurnes au Canada qui vit dans les marais salés, serait même en voie d'extinction. Outre la musaraigne de Gaspé, petit rongeur, les espèces fauniques désignées « préoccupantes » ou « vulnérables » sont plutôt d'ordre aviaire : la population de l'est d'arlequin plongeur, la grive de Bicknel, le faucon pèlerin et le pygargue à tête blanche, malgré le retour progressif de ce dernier (CIRAIG, 2014).

Outre les perturbations humaines sur le territoire, de nombreux impacts risquent de perturber la faune et les habitats en lien avec l'exploitation des hydrocarbures (Noel, 2012). Encore une fois, il apparaît qu'il existe tout de même un manque de connaissances sur ses conséquences sur les habitats et la faune de la Gaspésie. Une étude visant à évaluer les effets de la fragmentation du territoire associés à l'exploitation des gaz de shale a été réalisée pour la région comprise entre Bécancour et Lotbinière, dans les basses-terres du Saint-Laurent. Cette étude est arrivée à la conclusion que l'exploitation du gaz de shale dans les basses-terres ne serait pas un facteur majeur contribuant à la fragmentation du territoire, étant donné que 50 % du territoire de la région est déjà occupé par des activités agricoles. Les régions forestières seraient toutefois en régression, et l'étude recommande la protection de ces aires forestières (Racicot et

al., 2014). Ces recommandations seraient de mise pour la Gaspésie, largement dominée par le couvert forestier. Un autre projet spécifique a été élaboré en vue de déterminer l'impact des activités pétrolières sur le comportement des cerfs de Virginie (CRSNG, 2014). Toutefois, à l'échelle écosystémique, les effets environnementaux générés sont synergiques et devraient être appréhendés de façon cumulative (CIRAIG, 2014).

Tableau 3.5 Sources d'impacts potentiels sur la faune et la flore (inspiré de : CIRAIG, 2014)

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Déversements accidentels ou mauvaise gestion de déchets dangereux.
	Modification, fragmentation et réduction des habitats.
	Possible destruction du couvert forestier et remplacement par une végétation invasive.
	Émissions de poussières/particules et augmentation du bruit : interférence avec le comportement des animaux.
	Augmentation du harcèlement des animaux et/ou braconnage : interférence avec le comportement des animaux.
	L'augmentation de la dissémination des maladies.
	Augmentation de la mortalité des animaux; p. ex. l'augmentation du transport.
Exploitation	Déversements accidentels.
Fin de vie (abandon sur place)	Contamination ultérieure par les produits restants, fuites antérieures non identifiées, produits de traitement et de nettoyage ou dégradation de la conduite et de son revêtement.
Fin de vie (retrait)	Similaire à l'étape de construction.
	Déversements de produits dangereux.

3.1.5 Pondération et évaluation des critères

Les paragraphes suivants visent à justifier la pondération et l'évaluation des critères, en reprenant les informations abordées aux sections 3.1.1 à 3.1.4.

1) Réduction des émissions atmosphériques

Considérant que les émissions atmosphériques peuvent être fortement augmentées par les projets d'hydrocarbures, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Vu l'absence d'information quant aux odeurs et la quantité de composés pouvant nuire à la qualité de l'air, particulièrement les émissions d'oxyde d'azote, les problèmes importants pouvant être engendrés chez les organismes vivants et les mesures d'atténuation considérées par les entreprises, ce critère obtient une évaluation de -.

2) Réduction des émissions de gaz à effet de serre

Considérant que les émissions de GES sont augmentées par les projets d'hydrocarbures et les enjeux d'envergure qui y sont reliés, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme ces projets sont inconciliables avec les objectifs du Québec en matière de lutte contre les changements climatiques, ce critère obtient une évaluation de --.

3) Préservation des eaux de surface

Considérant le lien clairement démontré entre contamination des eaux de surface et industrie des hydrocarbures, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Vu les nombreuses études de cas aux États-Unis documentant une contamination des eaux de surface malgré de bonnes pratiques de l'industrie et les différents mécanismes peuvent engendrer leur contamination, ce critère obtient une évaluation de --.

4) Prélèvement responsable des eaux de surface

Comme la disponibilité de l'eau au Québec ne constitue pas une contrainte pour l'industrie pétrolière ou gazière, ce critère obtient une pondération de 1. Vu les risques potentiels de variations de débit découlant du prélèvement d'une grande quantité d'eau, ce critère obtient une évaluation de -.

5) Préservation des eaux souterraines

Considérant le lien clairement démontré entre contamination des eaux souterraines et industrie des hydrocarbures, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Vu les nombreuses études de cas aux États-Unis documentant une contamination des eaux souterraines malgré de bonnes pratiques de l'industrie et les différents mécanismes peuvent engendrer leur contamination, ce critère obtient une évaluation de --.

6) Préservation des sols

Considérant que tous les mécanismes de contamination des eaux énoncés précédemment passent obligatoirement par une contamination des sols, et que leur lien avec l'industrie est clairement démontré, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Vu la sécurité relative de l'extraction conventionnelle quant à la préservation des sols, la difficulté à évaluer les effets réels des substances jugées toxiques des liquides de fracturation et les effets nocifs démontrés des eaux de reflux, ce critère obtient une évaluation de -.

7) Contrôle de la sismicité

Considérant que la fracturation hydraulique et les relevés sismiques par dynamitage pourraient causer des séismes de faible amplitude, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Comme la portée de ces impacts n'a pas été clairement démontrée, ce critère obtient une évaluation de 0.

8) Protection de la faune et de la flore

Considérant que l'exploitation des hydrocarbures implique inévitablement des pratiques comme le déboisement, le bruit ou le transport pouvant déranger les espèces en présence, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Vu le nombre d'espèces ciblées par la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* pour la région de la Gaspésie, ce critère obtient une évaluation de --.

9) Maintien de la qualité des habitats

Considérant que l'exploitation des hydrocarbures implique inévitablement des pratiques comme le déboisement, le bruit ou le transport pouvant dégrader les habitats en présence, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Vu la superficie des permis d'exploitation et, en contrepartie, le nombre de milieux protégés pour la région de la Gaspésie, ce critère obtient une évaluation de -.

10) Maintien de la qualité des écosystèmes

Considérant que l'exploitation des hydrocarbures implique inévitablement des pratiques comme le déboisement, le bruit ou le transport pouvant dégrader les écosystèmes en présence, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme l'amplitude de ces effets synergiques demeure inconnue à ce jour, ce critère obtient une évaluation de -.

3.2 Enjeux économiques

L'économie nous permet de comprendre ce qui régit la production, la distribution, l'échange et la consommation de biens et de services. Ainsi, elle peut en partie permettre d'expliquer l'organisation entre les entreprises et le gouvernement en ce qui a trait au développement de l'industrie pétrolière. Les paragraphes suivants présentent donc certains concepts de macroéconomie à cet effet.

3.2.1 Modèle de développement

Le néolibéralisme en vogue au Québec prône certaines formes de dérégulation des marchés, incluant celui de la filière pétrolière. Au milieu des années 80, la division Pétrole et gaz d'Hydro-Québec a été

effectivement été privatisée, incluant la gestion des risques (APGQ, 2014). Toutefois, il est important de distinguer les compagnies entièrement privatisées de celles où l'État est un actionnaire majoritaire important. La grande majorité des entreprises pétrolières sont structurées en sociétés par actions, ce qui est aussi le cas de Junex et Pétrolia. Investissement Québec est le premier actionnaire en liste pour Junex et Pétrolia avec respectivement 16,3 % et 16,9 % des parts (Surperformance, 2017a; 2017b). En théorie, les entreprises pétrolières sont en concurrence, mais leurs pratiques sont étroitement liées. Par exemple, Junex a déjà détenu des actions auprès de Pétrolia. Comme la politique de cette dernière est de détenir au moins la moitié des intérêts sur les projets qu'elle poursuit et dont elle détient les permis, la compagnie a racheté les intérêts de Junex sur le gisement Haldimand, de l'ordre de 36 %, pour la somme de 3,1 millions de dollars canadiens (Radio-Canada, 2011, 20 décembre). Le Québec dispose aussi de son propre régime d'actions accréditatives. Les entreprises peuvent émettre des actions accréditatives qui leur permettent de financer leurs travaux d'exploration et de mise en valeur. Elles peuvent renoncer à déduire leurs frais et transférer certains de ces frais aux détenteurs d'actions accréditatives, qui pourront ensuite les déduire de leur revenu imposable. Cette disposition rehausse la valeur de ces actions et permet aux entreprises de financer leurs opérations à un coût plus bas (CIRAIG, 2015a).

L'industrie pétrolière et gazière est structurée en deux paliers : des entreprises de petite taille, comme Junex et Pétrolia, qui disposent d'un capital physique limité, et des entreprises de grande taille, qui disposent d'une imposante industrie de services, comme les camions, bennes et autres équipements dont les entreprises ont besoin. Ces entreprises reçoivent en compensation une part qualifiée de léonine, c'est-à-dire disproportionnée par rapport aux travaux réalisés. Les forages peuvent être réalisés par de nombreuses compagnies québécoises, comme Foragaz, Major Kennebec Drilling, Major Drilling Group, Forage Val-Brillant ou VersaDrill Canada. Il en va de même pour la construction de systèmes de tuyauterie, un service offert par le Groupe Maco ou les industries DEA. Finalement, deux équipementiers en activité sur le territoire sont des entreprises québécoises, soit Fordia et Hewitt Equipment.

Ces compagnies peuvent être regroupées par des associations comme l'Association des entrepreneurs pétroliers du Québec, regroupant des spécialistes qui effectuent environ 88 % des travaux pétroliers au Québec, ou l'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers, fondée en 2011 pour promouvoir l'émergence d'une main d'œuvre locale qualifiée. Le reste des services doit être octroyé à des compagnies canadiennes ou étasuniennes. Lors du dernier congrès de l'APGQ en novembre 2014, Baker Hugues, dont le siège social est à Houston au Texas, exposait ses plus récents équipements et

services. Ces derniers vont de l'exploration à la production, en passant par la complétion et l'évaluation; la capitalisation de cette entreprise s'élève à 22,6 milliards de dollars canadiens. À titre de comparaison, la capitalisation de Schlumberger Ltd, une compagnie internationale de services pétroliers et la plus importante à l'échelle planétaire, s'élève à 127 milliards de dollars canadiens. Comme toutes les activités économiques d'envergure, la filière des hydrocarbures inclut une variété d'entreprises de biens et services auxiliaires, fournissant le soutien nécessaire aux activités ou au fonctionnement de l'industrie, comme les services financiers et juridiques spécialisés (CIRAIG, 2015a).

Les activités d'exploration et d'exploitation de l'industrie gazière et pétrolière sont susceptibles d'entraîner une variété de coûts externes qui peuvent être négligés par les entreprises, à moins qu'on ne les y incite. Ainsi, il est important de mettre en place une réglementation, afin par exemple d'assurer la restauration d'un site ou d'encadrer la délivrance de permis et l'octroi de concessions. Au Québec, les investissements sont liés à l'obtention de concessions. L'approche négociée, qui n'est plus utilisée au Québec depuis 2013 (CIRAIG, 2015a), fait en sorte que les concessions sont octroyées à la suite de négociations bilatérales avec l'entreprise choisie. Ce mode d'allocation peut manquer de transparence, être sujet à la corruption et est particulièrement inapproprié lorsque le gouvernement est peu informé de la valeur des concessions (Tordo, Johnston et Johnston, 2010). En Gaspésie, certaines concessions ont été obtenues à 0,10\$ l'hectare (Tétreault, 2016, 12 décembre). L'approche administrative, aujourd'hui utilisée, fait plutôt en sorte que l'octroi des concessions est réalisé à travers une procédure administrative ou une enchère (Tordo et al., 2010), mais le territoire gaspésien a déjà été presque entièrement concédé.

3.2.2 Recrutement de la main d'œuvre

L'industrie possède une forte intensité en capital, c'est-à-dire une forte valeur des services du capital par heure travaillée (CSLS, 2012). En 2007, au Canada, l'intensité en capital était 28 fois plus importante dans l'industrie d'extraction de pétrole et de gaz (Bradley et Sharpe, 2009) que dans l'ensemble des autres secteurs économiques (Morel, 2006). Selon les modalités de redistribution, cela peut tout de même faire en sorte que la part du surplus distribuée dans la population via les salaires soit faible, alors même qu'une partie des retombées économiques liées à l'exploitation des hydrocarbures au Québec passe par l'emploi (Cégep de Thetford, 2014). La finalité de tout développement économique demeure le bien-être de la population, le revenu disponible après impôts étant une mesure pertinente du bien-être. Les emplois peuvent nécessiter différents niveaux de scolarité. Au Québec, il n'y a pas de formation dont le but principal est de former des travailleurs, mais plusieurs programmes permettent de former de la main-

d'œuvre amenée à travailler dans la filière des hydrocarbures. Le déploiement de l'industrie des hydrocarbures au Québec passe par la constitution d'un bassin de main d'œuvre spécialisée. Les étudiants peuvent aussi s'expatrier s'ils désirent suivre le B.Sc. in Petroleum Engineering, offert à l'Université d'Alberta, ou le B.Sc., in Oil and Gas Engineering à l'Université de Calgary. L'Université de Terre-Neuve offre le M.Sc. in Oil and Gas Engineering, tandis que l'Université de Virginia, en Saskatchewan, offre le B.Sc. of Applied Science in Petroleum System Engineering (CIRAIG, 2015a).

Selon une étude réalisée par KPMG dans le cadre de l'ÉES globale, l'industrie permettrait de soutenir 372 emplois entre 2020 et 2050, pour une dépense de 100 millions de dollars canadiens. 211 de ces emplois seraient dans les professions d'intérêt, c'est-à-dire spécifiquement attribués à l'industrie pétrolière, alors que le reste fait référence à des professions communes à plusieurs industries (KPMG, 2015). L'analyse des impacts engendrés par la mise en valeur des hydrocarbures est complexe et difficile à appréhender; l'émergence de résultats économiques positifs peut se produire après plusieurs décennies d'opération. La même industrie provoquera des impacts bien différents selon la nature des institutions politiques, juridiques et économiques en place, et une dotation en hydrocarbures ne garantit pas une économie riche et développée (CIRAIG, 2015a). Une analyse détaillée de l'impact de l'industrie des hydrocarbures sur l'économie albertaine démontre que la province est riche parce que les deux tiers des profits de l'industrie sont réinvestis dans la province, ce qui assure son développement plus rapide. De plus, une économie développée avec des travailleurs qualifiés bien payés appelle toute une variété d'autres biens et services, qu'il s'agisse de services en soutien à l'industrie ou de biens de consommation demandés par les ménages (Mansell et Schlenker, 2006).

3.2.3 Retour sur les investissements

La réalisation de la rente économique associée aux ressources naturelles peut considérablement accroître les ressources financières d'un État. Il s'agit de la différence entre la valeur de la ressource sur les marchés et son coût d'extraction. Pour reprendre l'exemple d'Hydro-Québec, le Québec est doté d'une importante rente parce que le coût d'y produire de l'hydroélectricité y est parmi les plus bas au monde. Au niveau des hydrocarbures, le Québec est une juridiction marginale, puisque la rente pétrolière est essentiellement inexistante. La capacité d'y extraire du pétrole ou du gaz à faible coût n'a jamais été avérée, et les sites potentiels d'extraction et les infrastructures demeurent à construire. Il est généralement plus avantageux pour l'industrie d'opérer dans les régions déjà développées, les coûts d'opération étant généralement plus faibles que le coût des infrastructures. Ceci n'implique pas que cette exploitation n'est pas profitable dans

une certaine mesure, puisque la rente différentielle fait en sorte qu'une augmentation du prix du pétrole influence peu ses coûts d'extraction; cette activité devient ainsi plus payante. La tentative de réaliser une rente économique pourrait justifier l'investissement massif de sommes publiques dans l'industrie pétrolière au Québec. Une fois octroyés, ces investissements sont irrécupérables : on les appelle des *sunk costs*. Dans tous les cas, le Québec devra nécessairement partager avec l'industrie les bénéfices nets de l'exploitation de cette rente. Les projets pétroliers demandent d'importants investissements pendant les premières années d'opération avant d'obtenir du revenu, débalancement financier qui n'est pas propre à l'industrie pétrolière. Les investissements réalisés par les compagnies pétrolières sont exposés au risque de *hold-up*, c'est-à-dire une spoliation implicite si les conditions fiscales et réglementaires étaient modifiées par le gouvernement en cours de route. C'est ce risque qui fonde l'attrait des industriels pour les juridictions dotées d'un environnement réglementaire cohérent et stable. Un changement de gouvernement pourrait aussi être gage d'instabilité si le nouveau parti au pouvoir n'est pas lié par les engagements de la précédente administration (CIRAIG, 2015a). Par exemple, en 2015, Pétrolia figurait avantageusement au palmarès TSX Croissance 50 de la Bourse de Toronto dans le secteur du pétrole et gaz; son action de Pétrolia a chuté de plus de 25 % sur les marchés boursiers lorsque le premier ministre Philippe Couillard a indiqué son intention d'abandonner le projet de Pétrolia piloté sur l'île d'Anticosti (Radio-Canada, 2016, 2 février). Après avoir quitté son poste de porte-parole d'Hydrocarbures Anticosti en juin 2016 (Shields et Bélair-Cirino, 2016, 4 juin), Alexandre Gagnon a quitté son poste de président directeur général de Pétrolia en août 2016 (La Presse, 2016, 26 août), prétextant un manque de collaboration du gouvernement.

De même, la manière dont une province s'y prend pour taxer l'industrie d'extraction des ressources affecte son développement (Al Attar et Alomair, 2005; Plourde, 2010). Au Canada, l'industrie des hydrocarbures est incluse dans la catégorie générale des industries minières. Elles sont taxées de trois manières : elles paient des redevances aux provinces, un impôt provincial sur les revenus nets des coûts d'opération et des redevances et un impôt fédéral de 15 % sur les revenus nets des coûts d'opération et des redevances (Baruffaldi, 2012). Une variété de crédits et de déductions peut être réclamée au niveau fédéral. Au Québec, le taux général d'imposition sur les sociétés est de 11,9 %. La province se distingue par son crédit remboursable relatif aux ressources, qui varie entre 12 % et 15 % pour les sociétés productrices et entre 28 % et 31 % pour les sociétés juniors. Pour une petite société d'exploration qui n'a pas de revenus, cela signifie que le Gouvernement du Québec finance directement près du tiers de ses dépenses (CIRAIG, 2015a). En 2011, le Ministère des Finances a proposé une révision complète du régime de redevances,

mais celle-ci n'a pas été adoptée (Finances Québec, 2011). Les analyses actuelles soulignent qu'une taxe sur la rente de ressource, proportionnelle à la valeur de la rente, est plus efficace et procure davantage de revenus qu'une taxe *ad valorem*, proportionnelle à la valeur de la ressource (Otto, 2006; Cawood, 2010; Freebairn et Quiggin, 2011). Ils ne sont pas les seuls moyens dont l'État dispose, mais sont plus largement utilisés. Pour le gaz naturel, seule ressource plus largement exploitée dans la province, la taxe sur la rente est l'actuel régime de redevances (Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste, 2014). Pour ce qui est du pétrole, comme cette rente est vraisemblablement inexistante, le Québec devra être en mesure d'observer les coûts des entreprises et, éventuellement, les prix de transfert requis pour calculer la rente économique. Les formules de partage des redevances s'inscrivent en aval des régimes de redevances, c'est-à-dire qu'il n'y a pas nécessairement de lien entre la conception du régime, qui vise à optimiser les revenus de l'État tirés de l'exploitation des ressources naturelles, et l'utilisation et le partage de ces revenus (MERN, 2016). À cet effet, le Québec a créé une série de fonds afin de redistribuer une partie des redevances, comme le Fonds des ressources naturelles, le Fonds du Plan Nord ou le Fonds des générations, géré par la Caisse de dépôt et placement. Lors du discours sur le budget 2014-2015, le ministre des Finances a annoncé la création du Fonds Capital Mines Hydrocarbures, transformé en Fonds Capital Mines Énergie par la nouvelle Politique énergétique. Géré par Investissement Québec, il est sous la responsabilité du Ministère de l'Économie, de l'Innovation et des Exportations (MESI, 2016a). Une formule de partage des redevances adaptée aux hydrocarbures devra être mise en place au Québec. Lors de la campagne électorale du printemps 2014, le chef du Parti Libéral du Québec, Philippe Couillard, avait pris l'engagement de partager les redevances issues de l'exploitation des ressources minières, pétrolières et gazières avec les communautés locales (Parti Libéral du Québec, 2014). Cet élément est cependant absent du Pacte fiscal avec les communautés, qui détaille les transferts financiers qui sont versés aux municipalités québécoises (CIRAIG, 2015a).

Les différents gouvernements sont en concurrence dans la mesure où elles souhaiteraient voir les grandes entreprises investir chez elles. En effet, ces investissements sont de puissants moteurs de développement économique. Ainsi, la concurrence se situe au niveau des redevances que les gouvernement réclament et du poids fiscal et réglementaire qu'ils imposent. Un équilibre doit être créé pour des redevances à la fois attrayantes pour les entreprises et représentant un bénéfice acceptable pour les communautés. Selon une enquête de l'Institut Fraser sur la perception de l'attrait des juridictions par les entreprises du domaine des hydrocarbures, basé sur 157 juridictions, la réputation du Québec s'est considérablement détériorée au fil des ans. En 2009, il figurait dans le premier quintile des juridictions les plus attrayantes pour investir

au Canada, et se retrouve en 2014 au dernier rang des provinces et territoires (Jackson, Angevine et Fathers, 2014). Des aménagements *ad hoc* comme les crédits, les redevances spéciales ou discriminées et les taxes spécifiques de compensation de dommages peuvent permettre de composer avec l'évolution de l'industrie. Par contre, ils peuvent à leur tour induire des distorsions dans les choix économiques des entreprises (CIRAIG, 2015a). Aucun système de redevances ne peut anticiper toutes les contingences de cette évolution. Pour que la fonction publique soit capable de bien défendre l'intérêt de l'État dans ses échanges avec l'industrie, elle se doit d'être bien informée. Advenant un développement rapide de l'industrie des hydrocarbures au Québec, le modèle *input-output* de l'Institut de la Statistique du Québec et le modèle d'évolution de la demande en énergie employé par le MERN devraient être révisés (CIRAIG, 2015a).

3.2.4 Pondération et évaluation des critères

Les paragraphes suivants visent à justifier la pondération et l'évaluation des critères, en reprenant les informations abordées aux sections 3.2.1 à 3.2.3.

11) Participation de l'État

Considérant qu'au Québec, les projets pétroliers ne sauraient exister sans la participation de l'État, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme il est difficile, à ce stade, d'évaluer le retour sur investissement et que le Québec risque des *sunk costs*, ce critère obtient une évaluation de 0.

12) Juridiction adéquate

Considérant l'importance relative d'une juridiction pour l'attrait des investisseurs et donc la réalisation des projets, qui dépend aussi de la qualité de la ressource et des infrastructures, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Vu le fait que les récentes modifications au niveau législatif témoignent d'une tentative de combler les manques du Québec en termes de juridiction, ce critère obtient une évaluation de +.

13) Développement économique

Considérant le caractère indispensable des biens et services auxiliaires pour la réalisation des projets d'hydrocarbures, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme l'offre québécoise est assez diversifiée quant à l'industrie d'équipements et services et que la plupart des services financiers et juridiques spécialisés sont basés à Montréal, ce critère obtient une évaluation de ++.

14) Mesures incitatives

Considérant que les mécanismes d'actions visant à encourager le développement économique se veulent accessoires, une pondération de 1 est attribuée à ce critère. Vu le taux général d'imposition faible pour les petites sociétés et les actions accréditatives qui permettent aux entreprises de financer leurs opérations à un coût plus bas, ce critère obtient une évaluation de ++.

15) Octroi éthique de concessions

Considérant qu'au Québec, les investissements sont liés à l'obtention de concessions, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme l'approche administrative est utilisée au Québec depuis 2013, mais que d'importants territoires de la Gaspésie ont déjà été vendus à 0,10\$ l'hectare, ce critère obtient une évaluation de -.

16) Création d'emplois

Considérant que le déploiement de l'industrie des hydrocarbures au Québec passe par la constitution d'un bassin de main d'œuvre spécialisée, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme les retombées économiques passent en partie par l'emploi et vu la difficulté à l'emploi de la Gaspésie, 372 emplois sur 30 ans sont importants à considérer. Si réellement, on privilégie les emplois locaux, ce critère obtient une évaluation de ++.

17) Réalisation de la rente économique

Comme la rente économique est intrinsèquement liée à la réalisation de projets industriels, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme elle est quasi-inexistante au Québec en ce qui a trait à l'industrie pétrolière, ce critère obtient une évaluation de --.

18) Régime de taxation et redevances adéquat

Considérant l'importance relative du régime de taxation et de redevances pour l'attrait des investisseurs et donc la réalisation des projets, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Comme la taxe sur la rente est l'actuel régime de redevances au Québec, mais qu'en contrepartie le taux général d'imposition sur les grandes sociétés pourrait être plus élevé, ce critère obtient une évaluation de +.

19) Partage des retombées économiques

Considérant que le partage des retombées économiques peut influencer l'acceptabilité sociale, et donc la réalisation potentielle des projets, et que la finalité du développement économique est le bien-être de la population, ce critère se voit obtenir une pondération de 2. Comme le Québec a créé une série de fonds pour le partage des redevances, mais n'est toujours pas en mesure d'assurer un retour local dans le cas d'une exploitation, ce critère obtient une évaluation de 0.

20) Balance commerciale

Considérant qu'à l'échelle provinciale, il peut s'avérer difficile de démontrer le lien de causalité entre la performance économique et l'industrie d'extraction des hydrocarbures, une pondération de 1 est attribuée à ce critère. Vu le nombre d'incertitudes liées à cette industrie et comme il est difficile, à ce stade, d'évaluer le retour sur investissement, ce critère obtient une évaluation de 0.

3.3 Enjeux sociaux

Tout d'abord, il est important de dresser un bref portrait socioéconomique de la région à l'étude, afin de comprendre quels sont les enjeux à considérer. Les données rapportées sont celles pour l'ensemble de la région Gaspésie-Îles de la Madeleine, qui forment une seule et même entité administrative comptant six Municipalités régionales de comté (MRC) et territoires équivalents.

Sur le plan démographique, cette région représente 1,11 % de la population du Québec (MESI, 2016b). En plus du fait que la population est vieillissante, il existe un déclin marqué de cette dernière, souvent attribuable aux mouvements migratoires. Les grandes distances observées entre les différentes municipalités du territoire gaspésien auraient pour conséquence de limiter la création de pôles structurants propices au développement régional (CIRAIG, 2015b). L'économie de la région de la Gaspésie-Îles de la Madeleine est une basée sur le modèle d'une « région ressource ». Elle est basée, en bonne partie, sur l'exploitation des ressources naturelles. L'ensemble de la population vit en zone rurale, et pourtant, l'agriculture y est très peu développée. Le secteur industriel est marqué par la présence des scieries et des mines. Quant au secteur tertiaire, il est caractérisé par une faible présence des services financiers, professionnels ou administratifs et du commerce de gros, par exemple. Le récréotourisme constitue un secteur d'importance, ce qui fait en sorte que les emplois saisonniers représentent une part importante de l'emploi pour la région. D'année en année, la région de la Gaspésie-Îles de la Madeleine présente un marché du travail en perte de vitesse. En 2014, le revenu disponible par habitant se situait à

23 324 de dollars canadiens, comparativement à 26 046 de dollars canadiens pour l'ensemble du Québec. Le taux d'assistance sociale demeure également assez élevé. Au cours du troisième trimestre de 2016, par rapport à celui de 2015, le nombre d'emplois a diminué de 1 100 postes. De même, le taux de chômage a augmenté. L'indice de développement économique, qui repose sur la démographie, le marché du travail, le revenu ainsi que la scolarité, y est le plus faible des régions du Québec (MESI, 2016b). Globalement, ces statistiques traduisent une situation socioéconomique difficile et une économie peu diversifiée.

Les impacts sociaux mesurés se réfèrent à la fois aux conséquences vécues individuellement ou en tant que communauté. Ainsi, l'analyse porte un regard sur les habitants de la région en tant qu'individus, mais le centre de gravité de l'étude est le point de vue des parties prenantes diverses et de la société dans son ensemble. Comme il est impossible d'identifier précisément tous les processus de changements sociaux potentiels pour un projet donné, des conclusions raisonnables sont tirées à partir d'études empiriques sous forme de « voies d'impacts ». Ce terme permet de consolider différents modèles ou concepts utilisés par d'autres auteurs et définit une chaîne de corrélation/causalité entre la source d'un impact et l'impact en tant que tel. La nature des impacts sociaux et réfère à la notion de « conséquences sociales », qui peuvent être de nature positive ou négative (CIRAIG, 2015b).

3.3.1 Concertation et participation de la population

Les citoyens sont généralement sollicités de façon formelle dans le cadre des différents processus d'évaluation du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) dans le cadre des projets des filières gazière et pétrolière. Dans ce contexte, ils sont invités à s'exprimer lors de séances d'information, d'audiences publiques et via la remise de mémoires écrits. Dans le cas présent, la tenue d'un BAPE pour les projets Galt, Haldimand et Bourque, exigerait des promoteurs qu'ils déposent un avis de projet au ministère de l'Environnement. Un tel avis serait suivi de la réalisation d'une étude d'impact par le promoteur. C'est seulement une fois cette étude produite et achevée que le processus du BAPE peut être enclenché par le ministère. Comme ces délais peuvent être longs, le gouvernement libéral de Philippe Couillard a opté pour une ÉES globale sur les hydrocarbures, soustrayant ainsi les projets pétroliers à des études spécifiques par le BAPE (Shields, 2015, 5 octobre). Plusieurs mémoires déposés dans le cadre de l'ÉES se sont avérés critiques de la démarche même, comme le Conseil régional de l'environnement Gaspésie-Îles de la Madeleine (CREGIM). L'organisation souligne le manque de rigueur de la démarche. En effet, l'exploration entamée avant même la tenue des évaluations environnementales stratégiques donne l'impression d'une démarche précipitée par le gouvernement libéral. Le CREGIM mentionne que les délais

étaient tout simplement irréalistes afin de tenir un réel exercice d'analyse et de consultation crédible. En effet, les citoyens qui souhaitaient se prononcer sur le dossier des hydrocarbures disposaient de trois semaines pour analyser 62 études totalisant plus de 4000 pages, alors même qu'au moment des consultations, plus du quart des études n'étaient toujours pas publiées (CREGIM, 2015). Dans la liste des préoccupations formulées, les problèmes de communication prennent une place importante. Des lacunes dans la transmission des informations sur la tenue des séances de partage, de l'information scientifique non vulgarisée et des consultations tardives font partie des critiques soulevées (Genivar, 2013).

La perception de la population locale sur un projet d'exploitation de ressources naturelles est très importante à considérer, particulièrement lorsque la population s'oppose à un projet à l'échelle de la province. Pas moins de 65 % des Québécois seraient contre l'extraction de pétrole et de gaz au Québec, selon le sondage mené par le Front commun pour la transition énergétique (Orfali, 2016, 31 octobre). Les projets Galt, Haldimand et Bourque sont également installés sur le territoire non cédé de la Nation micmaque de Gespeg. Cette dernière n'a plus d'assise territoriale et vit aujourd'hui principalement à Gaspé. Deux autres communautés micmaques ont une assise territoriale sur la péninsule gaspésienne : Listuguj à l'embouchure de la rivière Ristigouche et Gesgapegiag à l'embouchure de la rivière Cascapédia, toutes deux à proximité de la baie des Chaleurs (Desbiens, Gagnon et Roy-Allard, 2015). Avec les Innus de Mingan et les Malécites de Viger, les communautés micmaques ont annoncé leur opposition catégorique à l'utilisation de fracturation hydraulique et de stimulation chimique lors des projets d'exploration des hydrocarbures sur leurs territoires. Le Secrétariat Mi'Gmawei Mawiomi, qui représente leurs droits et intérêts, a indiqué qu'elles entreprendront au besoin des recours juridiques pour faire respecter leurs droits et ainsi interrompre les projets en cours sur le territoire (Radio-Canada, 2016, 7 octobre). La *Loi sur les mines* contient également des dispositions propres aux communautés autochtones, qui pourraient être reprises dans la *Loi sur les hydrocarbures*. Par exemple, il pourrait y avoir une politique de consultation propre témoignant de compatibilité avec l'obligation de consultation des autochtones, prenant en compte leurs droits et des intérêts dans la conciliation de l'activité pétrolière avec d'autres possibilités d'utilisation du territoire (Barreau du Québec, 2016).

Depuis quelques années, le concept d'acceptabilité sociale fait l'objet d'une attention croissante et est de plus en plus utilisé dans les débats publics. Toutefois, l'acceptabilité sociale demeure une notion floue et controversée. Elle constitue une prémisse de l'arrimage d'une décision ou d'un projet aux valeurs et attentes des populations (Gendron et Friser, 2015). Pour le secteur privé et son partenaire

gouvernemental, la résistance citoyenne aux projets de développement industriel est perçue comme un problème (Massé, 2013, 24 septembre). Bien sûr, les intérêts d'une communauté à s'autodéterminer peuvent parfois entrer en contradiction avec les intérêts régionaux ou nationaux. Dans ce cas, les modes participatifs de gouvernance sont susceptibles de contribuer à l'acceptabilité sociale. Ultimement, une population bien informée devrait systématiquement être en droit de refuser un projet, si elle juge que les conséquences globales en surpassent les bénéfiques. L'Union des municipalités du Québec (UMQ) recommande d'ailleurs d'ajouter le concept d'acceptabilité sociale au nombre des conditions énumérées pour réaliser les travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures (UMQ, 2016). Toutefois, cela est difficilement envisageable, considérant qu'un cadre législatif stable favorisant la venue d'investisseurs a préséance sur un cadre favorisant la transparence et la sensibilisation (MERN, 2016b). Les entreprises pétrolières défendent souvent être ouvertes aux demandes d'informations, comme l'a fait Peter Dorrins, président et chef de la direction de Junex, concernant l'opposition citoyenne à l'exploitation pétrolière dans la région du Grand Gaspé (Toulgoat, 2015, 29 juillet). Pourtant, il y a de fortes craintes parmi la population que les intérêts privés des compagnies d'hydrocarbures passent avant les intérêts de la population (CIRAIG, 2015b). À l'échelle provinciale, les prises de position sont plus indépendantes des dynamiques socioéconomiques locales et rejoignent des intérêts plus globaux, comme l'environnement. Le peuple québécois est souvent caractérisé par sa propension à rechercher le consensus (Léger, Nantel et Duhamel, 2017). Pourtant, lorsqu'ils sentent que leur voix est difficilement entendue et respectée, les citoyens peuvent se regrouper spontanément en comités, comme ils sont mieux organisés qu'ils ne l'étaient et davantage en mesure de bloquer les projets qui leur déplaisent. Ces regroupements peuvent être à l'origine de vastes mouvements citoyens d'opposition, comme ce fut le cas avec la campagne contre l'exploitation du gaz de shale au Bas-Saint-Laurent (Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste, 2014). Les citoyens peuvent aussi passer par des organismes environnementaux sans but lucratif, qui peuvent supporter les mouvements citoyens existants (CIRAIG, 2015b). Plusieurs groupes écologistes gaspésiens avancent que Gaspé constitue une région sacrifiée pour ses ressources en hydrocarbures, vu son éloignement géographique et sa faible densité de population. À cet effet, une lettre a été publiée dans les médias, signée par des organismes environnementaux comme Ensemble pour l'avenir durable du Grand Gaspé, Environnement Vert Plus et Tache d'huile. D'autres signataires œuvrent à l'échelle de la province, comme le Regroupement vigilance hydrocarbures Québec (RVHQ) et le Réseau québécois des groupes écologistes (La Presse, 2016, 23 septembre).

3.3.2 Résilience des communautés

Un effet nommé *boom and bust* peut se développer dans des municipalités où s'implante une industrie extractive. L'effet est constitué d'un ensemble de processus de changements rapides qui déstabilisent certaines communautés. Le fait de présenter un seul modèle de développement économique dans un contexte socioéconomique difficile peut engendrer l'apathie ou la résignation des peuples face aux problématiques sur le territoire. Les impacts sociaux de l'effet *boom and bust* associés à un contexte extractif suivent généralement la séquence suivante (CIRAIG, 2015b) :

- Source de l'impact (décision ou action)
- Enclenchement des processus de changements sociaux
- Changements sociaux générés
- Impacts perceptuels ou physiques

Cette séquence peut mener à une dégradation de la qualité de vie communautaire et de la cohésion sociale. L'ampleur des impacts dépendrait largement de la capacité collective d'adaptabilité à gérer une croissance rapide et à opérer un pilotage stratégique du développement (Fortin et Fournis, 2013). Il est documenté que les agglomérations plus denses sont plus résilientes face à cet effet que les plus petites communautés (Chapdelaine et Leclerc-Pelletier, 2013). Il existe cependant peu de données empiriques qui permettraient de modéliser cet effet en contexte québécois (CIRAIG, 2015b). Néanmoins, la séquence *boom* puis *bust* est congruente avec les enjeux documentés auxquels ont été exposées les communautés de la Gaspésie, région maintes fois touchée par le développement de diverses ressources naturelles (Spain et L'Italien, 2013). Pour une région comme la Gaspésie, le domaine extractif représente somme toute une occasion d'emploi et de revenu non négligeable. L'exploitation des hydrocarbures québécois peut représenter une source de retombées positives sous forme de revenus fiscaux et autres (CIRAIG, 2015b). Certaines communautés canadiennes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont connu une certaine prospérité économique en lien avec l'implantation de l'industrie du gaz de shale. Cette prospérité s'est traduite par une augmentation des emplois, une baisse du chômage, une hausse du revenu des ménages et une augmentation des recettes fiscales (Gauthier et al., 2013).

Une analyse avantages-coûts (AAC) a été menée par Genivar en 2013 afin de réaliser une analyse plus développée en ce qui concerne l'exploitation du gaz de shale, incluant certaines externalités écologiques et économiques. De nombreux facteurs et hypothèses étaient à considérer afin de déterminer la pertinence de l'exploitation du gaz de shale pour le Québec. En intégrant la monétarisation de certaines

externalités dans les calculs, les AAC peuvent contribuer à la prise de décision. Toutefois, l'incertitude quant aux données produites par l'industrie, et le manque d'uniformité des données d'étude lors d'un projet type, par exemple, constituent d'importantes limites. L'analyse a été basée sur l'hypothèse que les compensations versées par les compagnies gazières éliminent le coût des nuisances. Il convient aussi de noter que l'AAC est basée majoritairement sur des données provenant des États-Unis, où les redevances sont versées directement aux propriétaires fonciers, alors qu'au Québec ces derniers reçoivent plutôt une compensation financière de la part des entreprises extractives (Genivar, 2013). Le tableau 4.5 présente les principaux paramètres de l'AAC.

Tableau 3.6 Principaux paramètres de l'AAC concernant le gaz de shale au Québec

(tiré de : Genivar, 2013)

Variable	Valeur retenue
Redevances d'exploitation	Nouveau régime publié par le ministère des Finances, budget 2011-2012
Redevances pour l'utilisation de l'eau	Prélèvements d'eau (redevance pour l'utilisation de l'eau, Gouvernement du Québec, 0,07 \$/m ³)
Gestion de la qualité de l'eau	Qualité de l'eau souterraine (Projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, Gouvernement du Québec 2013; coût initial de 128 000 \$ et coût de suivi de 98 000 \$ répartis sur 10 ans)
Profits québécois	Part des profits après impôts des entreprises québécoises
Impôts	Impôts fédéral et provincial combinés de 26,9 %
Salaires	Augmentation du salaire par rapport à celui de réserve
Réglementation	Coût net de la réglementation (valeur des permis moins coûts administratifs)
Externalités	<ul style="list-style-type: none"> • Coût social du carbone (US EPA 2013) soit 48 \$ par tonne de CO₂ • Qualité de l'air (Litovitz et al., 2013) • Diminution d'aménités env. (Ouranos, 2013) • Nuisances pour les résidents (odeur, bruit, poussière, vibration, perte d'accès, trafic, etc.)

Bien évidemment, cette analyse s'avère non exhaustive. Dans l'idéal, il faudrait prendre en compte toutes les infrastructures et l'ensemble des impacts liés à l'industrie, incluant l'interrelation des processus de changement. De nombreuses externalités n'ont pu être monétarisées pour cause d'hypothèses scientifiques de base trop incertaines, mais elles ont quand même été identifiées et quantifiées par l'entreprise réalisant l'étude (Genivar, 2013). Les résultats se traduisent par le calcul de la valeur privée, soit, globalement, les avantages nets pour la société québécoise. Les auteurs notent que la valeur sociale

ne peut avoir de sens que si la valeur privée est positive, une condition fondamentale pour la rentabilité de l'industrie et donc pour son existence. Selon les auteurs, l'exploitation du gaz de shale au Québec est non rentable pour l'industrie dans les conditions actuelles. Si elle l'était, le renforcement des économies régionales peut toutefois améliorer les conditions sociales de la population et, par conséquent, l'état général de la santé publique. Posséder un emploi permet en d'avoir de l'argent pour se soigner au besoin, mais est également une source d'estime de soi et de développement personnel, ce qui a un effet bénéfique pour la santé. En outre, lorsque les revenus des collectivités augmentent, tant au niveau local que plus haut, elles peuvent potentiellement offrir plus de services à leur population et assurer leur bien-être (Genivar, 2013). Il faut cependant considérer les perceptions des populations sur leur propre qualité de vie, et cela n'est pas toujours évident à prendre en compte (AECOM TecSult, Transfert environnement et LGL Ltd., 2010). Malgré cela, il serait intéressant de répéter l'exercice plus spécifiquement pour la Gaspésie.

3.3.3 Aménagement

Lors de leur arrivée sur le territoire, les travailleurs spécialisés commencent par se loger dans le secteur locatif temporaire, réduisant ainsi l'accessibilité au tourisme, surtout en saison estivale. Par la suite, ils entrent sur le marché locatif permanent, créant ainsi un déséquilibre entre l'offre et la demande en raison de leur pouvoir d'achat généralement plus élevé que celui de la population en place. Ce déséquilibre entraîne une flambée des prix des logements et crée un effet de rareté de logements de qualité à prix raisonnable. Cela contribue à réduire l'accessibilité au marché locatif pour les personnes à revenu faible ou fixe et les membres les plus vulnérables de la société comme les familles à faibles revenus, les chômeurs ou les prestataires de l'aide sociale, entre autres (Chapdelaine et Leclerc-Pelletier, 2013). Considérant la situation socioéconomique qui prévaut en Gaspésie et le taux d'inoccupation moyen de moins de 1,5 % pour la région Gaspésie-Îles de la Madeleine, ces préoccupations sont légitimes. Selon Jacinthe Cyr, du Groupe ressource en logements collectifs Gaspésie-les-Îles, il y a à la base des rénovations de logements qui s'imposent et qui ne sont pas faites, ce qui fait en sorte que des logements inabordables et inhabitables sont quand même loués sur le marché. Elle estime à 200 le nombre d'unités de logement qui devront être construits sur une base annuelle au cours des cinq prochaines années pour combler uniquement les besoins de la région (Haroun, s.d.); ces besoins seraient décuplés par de nouveaux arrivants dans le cas de l'exploitation des hydrocarbures. La possibilité existe qu'un développement immobilier rapide et désorganisé et un étalement urbain mal planifié résultent d'une tentative de combler rapidement les besoins de logement des travailleurs (Gauthier et al., 2013). Avec la prise en valeur des propriétés et des

loyers rattachés aux logements, les taxes peuvent augmenter si la municipalité n'établit pas un taux unitaire de taxation. Cela peut également mener à des inégalités sociales (CIRAIG, 2015b).

Les activités pétrolières pourraient être incompatibles avec les activités de récréotourisme, l'effet cumulatif créé par de nombreux sites de forage sur le paysage pouvant affecter négativement l'attractivité des régions touristiques. La chasse pourrait subir aussi des impacts négatifs, si les animaux sauvages opèrent des déplacements. Bien que les impacts de l'industrie pétrolière ne soient pas jugés négatifs sur les ventes des entreprises touristiques, ces dernières s'inscrivent davantage dans un développement à long terme du territoire, tandis que les gains économiques issus des activités d'extraction des hydrocarbures sont surtout profitables à court terme. Ces activités pourraient causer un déséquilibre entre le nombre de travailleurs touristiques et ceux du secteur industriel. À la base, deux groupes de facteurs influencent les impacts sur l'aménagement du territoire et les conflits d'usage : les caractéristiques locales communautaires et des acteurs, et l'intensité, soit le rythme et le nombre de projets des activités pétrolières et gazières sur le territoire. L'enjeu de conflit d'usage compterait pour beaucoup quant au développement de ces activités sur le territoire. Elles exigent des accès et des zones d'exploitation, créant une perte de jouissance de certaines superficies pour les propriétaires fonciers. Ces derniers sont compensés par les entreprises gazières suite à la négociation d'un bail de location, mais cela implique tout de même une diminution du nombre d'espaces disponibles pour certains usages (Gauthier et al., 2013).

3.3.4 Variations dans la main d'œuvre

L'économie des hydrocarbures en région risque d'offrir un nombre limité d'emplois bien rémunérés et impliquer la présence de nouveaux arrivants ayant un revenu discrétionnaire beaucoup plus élevé que la majorité des résidents, causant des inégalités sociales. Les emplois les mieux rémunérés sont les postes qualifiés, plus directement liés à l'industrie gazière et à ses sous-traitants directs. Ensuite viennent les postes techniques, qui demandent une moins grande qualification, puis les emplois indirects du secteur des services et du secteur municipal. Les emplois générant de meilleurs salaires requièrent parfois des connaissances spécialisées qui ne sont pas nécessairement accessibles à la population locale. Ainsi, les postes spécialisés peuvent être comblés par des travailleurs venant de l'extérieur, échappant au bassin de main-d'œuvre locale moins spécialisée (Raufflet et Barin-Cruz, 2013). Cette dynamique risque d'être modérée pour l'exploitation pétrolière en Gaspésie, puisque les catégories les plus sollicitées seront celles des conducteurs et manutentionnaires (14 %), des foreurs et du personnel de forage (12 %), ainsi que des professionnels liés aux manœuvres (9 %) (KPMG, 2013). Une économie locale où les secteurs d'emploi

présentent une forte divergence peut engendrer bon nombre d'effets pervers, même chez les nouveaux travailleurs : un manque de soutien social, un *shift work* qui cause des impacts négatifs à la cellule familiale ou un *entitlement* qui mène à des attentes que certains privilèges soient accordés sur la base de l'affluence financière. Par ailleurs, les services sociaux, municipaux et les organismes communautaires sont aussi impactés par une hausse de la demande croissante et soudaine, pouvant engendrer une pénurie de services de leur part (CIRAIG, 2015b). Cela peut également mener à un manque de liens et des lacunes au niveau du sentiment d'appartenance à la communauté, dû à un taux de renouvellement important des habitants (Parkins et Angell, 2011). Cela va encore plus loin, considérant que certains auteurs identifient les contextes de l'industrie, l'instabilité économique et le manque de solidarité communautaire comme étant des facteurs de risque liés à la consommation abusive de substances (Ennis et Finlayson, 2015). De plus, ce genre de comportement peut découler sur de la violence affectant les individus, les familles et les communautés (Parkins et Angell, 2011). Tous ces problèmes peuvent affecter la santé sociale et psychologique des habitants, étant à la source de stress, d'anxiété ou d'angoisse. La manière dont la communauté d'accueil réagira à un influx important de nouvelle main d'œuvre dépend généralement du degré de diversification économique de la municipalité, avant le début des travaux (Raufflet et Barin-Cruz, 2013).

3.3.5 Sécurité

Les risques technologiques englobent les risques d'explosion, d'incendies, de fuites et de déversements de matières dangereuses pouvant menacer la santé de la population locale et celle des communautés avoisinantes. La grande majorité de ces accidents est attribuable à des erreurs humaines, à de la négligence, à des défaillances matérielles et à la complétion inadéquate des puits de forage. L'examen des rapports d'accident de plusieurs puits des États-Unis, réalisé dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de shale dans les basses-terres du Saint-Laurent, identifie les événements les plus fréquents et démontre que des accidents graves se produisent périodiquement et ont des conséquences importantes (Van Oyen, 2014). En zone littorale, les risques de déversements d'hydrocarbures sont également importants à considérer, car la contamination du milieu naturel et la souillure des installations maritimes peuvent avoir des conséquences négatives significatives sur l'économie, à travers la pêche et le tourisme (Genivar, 2013). En hiver, la présence de glace viendrait compliquer le travail de récupération des hydrocarbures et de nettoyage (CIRAIG, 2015b). L'ampleur de ces risques varie en fonction de la capacité des autorités et des entreprises elles-mêmes à bien encadrer leurs activités. Toutefois, un manque de connaissances persiste au sujet de la nature, des quantités, des procédures de manipulation et de transport des substances

chimiques utilisées par l'industrie gazière (INSPQ, 2015). Il n'est donc pas possible pour le moment d'évaluer le niveau potentiel d'exposition à ces substances et de faire l'évaluation des impacts potentiels pour la région de la Gaspésie (CIRAIG, 2015b).

Au niveau de la qualité de l'air, l'étude par SNC-Lavalin (c.f. 3.1.1) sur les impacts du shale dans les basses terres a souligné que les substances émises dans l'air causent des problèmes importants à la santé humaine (SNC-Lavalin, 2013), et plusieurs de ces substances seraient potentiellement émises par les activités d'extraction du pétrole. Au niveau de la qualité de l'eau, suite aux préoccupations de la population de Gaspé et en l'absence de données hydrogéologiques pour le secteur, une étude hydrogéologique a été réalisée à proximité de Haldimand. Elle a permis d'indiquer que la profondeur approximative de l'aquifère d'eau potable était inférieure à 40 mètres pour le secteur, et que ce dernier était séparé du réservoir pétrolier par environ 700 mètres de roche (Raynauld et al., 2014), ce qui limiterait les dangers de contamination d'eau potable. Les projets Galt et Bourque se trouvent à être davantage éloignés des zones urbaines. Au niveau de la qualité des sols, ces derniers risquent une contamination selon les mêmes mécanismes que les eaux (CIRAIG, 2014). Les impacts socioéconomiques relèvent plutôt des coûts associés à la remédiation. Par ailleurs, l'augmentation du camionnage, le bruit et les vibrations causées par les activités pétrolières constituent aussi des nuisances pour les résidents proches des sites de forage ou des routes empruntées par les travailleurs (CIRAIG, 2015b). Les principaux impacts de l'intensification de la circulation concernent la qualité de l'air et la sécurité routière (Chapdelaine et Leclerc-Pelletier, 2013). C'est pendant les phases d'exploration et de fracturation que les activités sont les plus bruyantes; leur effet cumulatif est élevé. L'opération la plus bruyante est la fracturation hydraulique. Elle est de quelques jours seulement, mais il faudrait entre 500 et 1180 jours d'activités bruyantes pour achever un site avec de multiples puits (SoftDB, 2013). Les coûts associés peuvent être d'ordre multiple, soit engendrés directement par les mesures de compensation ou d'atténuation des impacts, ou à plus long terme par les effets sur la santé humaine de la pollution de l'air, de l'eau et du sol, ou par les effets des changements climatiques. Les nuisances peuvent également engendrer une baisse de la valeur des propriétés (Gauthier et al., 2013). Heureusement, de nombreuses mesures d'atténuation peuvent être mises en place, par l'élimination, l'atténuation, la rectification et la compensation (Gagnon et al., 2013). L'industrie du gaz de shale au Québec accuserait un important retard quant à l'adoption de pratiques responsables (Van Oyen, 2014); elle est d'ailleurs actuellement sous moratoire de facto. Pour l'instant, formuler une telle affirmation pour l'industrie pétrolière gaspésienne relèverait de l'extrapolation.

3.3.6 Pondération et évaluation des critères

Les paragraphes suivants visent à justifier la pondération et l'évaluation des critères, en reprenant les informations abordées aux sections 3.3.1 à 3.3.5.

21) Gestion des risques

Considérant que les risques d'explosion, d'incendies, de fuites et de déversements de matières dangereuses sont directement liés à l'industrie des hydrocarbures et représentent une menace pour l'intégrité de la population, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Vu le nombre de mesures d'atténuation existant contre les accidents et les nuisances, mais le fait qu'en contrepartie, les entreprises québécoises n'ont pas réussi à démontrer clairement la sécurité des habitants et qu'une proportion de ce risque persiste, ce critère obtient une évaluation de 0.

22) Santé publique

Considérant qu'un certain lien de causalité ait été démontré entre l'industrie d'extraction des hydrocarbures et certains problèmes de santé publique, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Comme le renforcement de l'économie régionale peut améliorer les conditions sociales de certaines strates de la population, mais que parallèlement, les inégalités sociales risquent d'engendrer des problèmes de santé sociale et psychologique et que les accidents représentent une menace pour la santé de la population, ce critère obtient une évaluation de -.

23) Compensation des externalités

Considérant que l'industrie des hydrocarbures vient inévitablement avec son lot d'externalités pouvant mettre en jeu la viabilité des projets, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Vu l'existence de compensations foncières et de retombées économiques pouvant contrebalancer ces effets, mais qu'en contrepartie d'autres coûts à plus long terme par les effets sur la santé humaine ou ceux des changements climatiques sont complètement occultés de la question, ce critère obtient une évaluation de -.

24) Accessibilité immobilière et locative

Considérant qu'un certain lien de causalité ait été démontré entre l'industrie d'extraction des hydrocarbures et des problèmes au niveau de l'accessibilité immobilière et locative, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Vu la baisse de la valeur immobilière et la flambée des prix des logements pouvant être engendrées, et le fait que la Gaspésie est déjà aux prises avec des problèmes de logement

qui demanderaient du temps à être pris en charge à travers des mesures spécifiques ou des compensations financières, ce critère obtient une évaluation de --.

25) Conciliation des usages

Considérant que l'industrie des hydrocarbures vient inévitablement avec son lot d'externalités pouvant engendrer des problèmes de conciliation des usages, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Comme les propriétaires fonciers recevront des compensations nécessaires, mais cela impliquera tout de même une diminution du nombre d'espaces disponibles, et que l'industrie pourrait avoir des impacts sur le récréotourisme à la base de l'économie actuelle de la région, ce critère obtient une évaluation de -.

26) Égalité à l'emploi

Considérant que l'industrie des hydrocarbures vient inévitablement avec des variations dans la main d'œuvre locale et que l'emploi représente un indice de bien-être important, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Malgré le fait que l'exploitation des hydrocarbures peut représenter une source de retombées positives sous forme d'emploi et de revenus, mais que l'accès à l'emploi n'est pas au rendez-vous pour tous dans les conditions actuelles et que cela peut ultimement engendrer des inégalités sociales, ce critère obtient une évaluation de -.

27) Viabilité socioéconomique

Considérant qu'il a été clairement démontré que l'industrie des hydrocarbures peut engendrer un effet *boom and bust* avec des conséquences non négligeables sur les communautés, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme un certain consensus scientifique se profile à l'effet que les impacts négatifs de la croissance supplantent les retombées positives, et que le tourisme représente également une industrie plus pérenne pouvant être compromise, ce critère obtient une évaluation de -.

28) Participation publique

Considérant que la participation sociale est importante quant à la légitimité des projets de développement dans une optique de viabilité sociale, une pondération de 2 est attribuée à ce critère. Vu l'absence de crédibilité du processus d'évaluation environnementale pour les raisons énoncées, et le fait que les mécanismes de participation citoyenne ne donneraient pas autant de poids et de voix aux citoyens les mécanismes formels, ce critère obtient la note de -.

29) Concertation des communautés autochtones

Considérant le poids juridique que constituent les communautés autochtones et la vulnérabilité qu'ils présentent par rapport aux projets d'hydrocarbures, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme les communautés autochtones ont été intégrées dans le processus d'évaluation environnementale au même titre que la société civile, mais que ce processus manque de crédibilité, ce critère obtient la note de -.

30) Acceptabilité sociale

Considérant que l'acceptabilité sociale est très souvent invoquée pour freiner ou promouvoir les grands projets d'exploitation, une pondération de 3 est attribuée à ce critère. Comme elle n'est pas au rendez-vous dans la société civile et que les communautés autochtones s'opposent aux procédés d'extraction à l'étude, ce critère obtient la note de --.

3.4 Résultats de l'analyse

Les résultats énumérés et justifiés ci-haut sont recensés dans les tableaux 3.7 à 3.9. La lettre « P » fait référence à la pondération et la lettre « E », à l'évaluation. Ces tableaux indiquent, par le fait même, les critères sur lesquels la priorité devrait être mise afin d'améliorer la performance des projets.

Tableau 3.7 Résultats de l'analyse des enjeux environnementaux

(inspiré de : Chaire en éco-conseil de l'UQAC, 2016)

Enjeux environnementaux				
		P	É	Priorité
1	Réduction des émissions atmosphériques	2	(-)	Agir
2	Réduction des émissions de gaz à effet de serre	3	(--)	Réagir
3	Préservation des eaux de surface	3	(--)	Réagir
4	Prélèvement responsable des eaux de surface	1	(-)	Enjeu long terme
5	Préservation des eaux souterraines	3	(--)	Réagir
6	Préservation des sols	3	(-)	Réagir
7	Contrôle de la sismicité	2	(0)	Agir
8	Protection de la faune et de la flore	3	(--)	Réagir
9	Maintien de la qualité des habitats	3	(-)	Réagir
10	Maintien de la qualité des écosystèmes	3	(-)	Réagir

Tableau 3.8 Résultats de l'analyse des enjeux économiques

(inspiré de : Chaire en éco-conseil de l'UQAC, 2016)

Enjeux économiques				
		P	É	Priorité
11	Participation de l'État	3	(0)	Agir
12	Juridiction adéquate	2	(+)	Conforter
13	Développement économique	3	(++)	Conforter
14	Mesures incitatives	1	(++)	Non prioritaire
15	Octroi éthique de concessions	3	(-)	Réagir
16	Création d'emplois	3	(++)	Conforter
17	Réalisation de la rente économique	3	(--)	Réagir
18	Régime de taxation et redevance adéquat	2	(+)	Conforter
19	Partage des retombées économiques	2	(0)	Agir
20	Balance commerciale	1	(0)	Enjeu long terme

Tableau 3.9 Résultats de l'analyse des enjeux sociaux

(inspiré de : Chaire en éco-conseil de l'UQAC, 2016)

Enjeux sociaux				
		P	É	Priorité
21	Gestion des risques	3	(0)	Agir
22	Santé publique	2	(-)	Agir
23	Compensation des externalités	2	(-)	Agir
24	Accessibilité immobilière et locative	2	(--)	Réagir
25	Conciliation des usages	2	(-)	Agir
26	Égalité à l'emploi	3	(-)	Réagir
27	Viabilité socioéconomique	3	(-)	Réagir
28	Participation publique	2	(-)	Agir
29	Concertation des communautés autochtones	3	(-)	Réagir
30	Acceptabilité sociale	3	(--)	Réagir

La figure 3.4 constitue une représentation graphique des notes globales obtenues. Elle recense l'ensemble des résultats du tableau précédent et attribue une note pour chacun des trois piliers du développement durable. Ces notes n'ont pas de valeur scientifique, mais elles servent à évaluer leur performance moyenne.

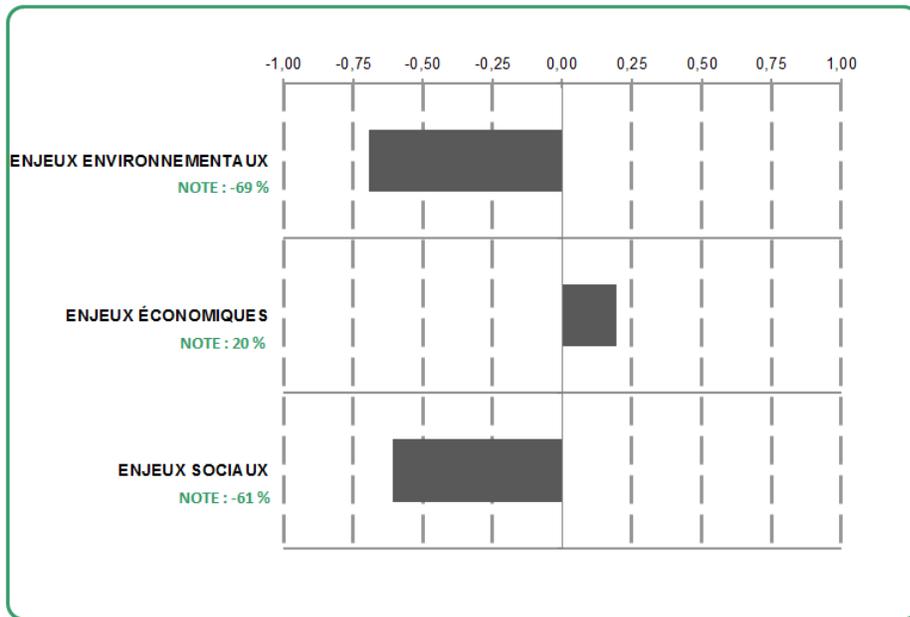


Figure 3.4 Récapitulatif des résultats (inspiré de : Chaire en éco-conseil de l'UQAC, 2016)

L'analyse permet de démontrer que les principaux projets pétroliers de la Gaspésie, soit Galt, Haldimand et Bourque, ne respectent pas les principes de deux des trois piliers du développement durable. Bien sûr, ces projets engendreraient des impacts économiques positifs, mais le résultat faiblement positif de 20 % témoigne de leur inefficience. Pour assurer une forme de prospérité économique, l'industrie québécoise des hydrocarbures devra nécessairement mettre en place des pratiques écologiquement et socialement responsables, ce qui est difficilement envisageable vu la forme que prennent les projets actuellement. Au niveau des enjeux sociaux et environnementaux, les pratiques de Junex et Pétrolia ratent largement la cible. En effet, les résultats se situent largement dans le négatif, étant respectivement de -61% et -69%. Malgré l'aspect symbolique de ces pourcentages, ces chiffres mènent à des conclusions inquiétantes, alors même que cette analyse a été réalisée à partir des informations connues et des données collectées par le gouvernement. Par ailleurs, ce dernier est nécessairement au courant du caractère non-durable des activités pétrolières, le rapport final de l'ÉES globale sur les hydrocarbures concluant que :

« L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures soulèvent de nombreuses préoccupations et comportent plusieurs défis en matière de développement durable pour l'ensemble des parties prenantes (entreprises, gouvernements, communautés locales, société civile, etc.), notamment en raison du caractère non renouvelable de ces ressources et des émissions de GES qui leur sont associés » (Gouvernement du Québec, 2016).

Vu la difficulté de ces projets à respecter les principes de développement durable, on comprend l'urgence de mettre en place un cadre légal adapté.

4. NOUVEAU CADRE LÉGISLATIF

Le 7 juin 2016, la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives* (chapitre 35), aussi connue sous le nom de projet de loi 106, a été déposée par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, Pierre Arcand. Le gouvernement a adopté le projet de loi 106 de manière précipitée, en faisant usage du bâillon, sous prétexte qu'il était urgent de moderniser le cadre législatif et juridique (Thibault, 2016, 9 décembre). Malgré le fait qu'elle soit encadrée par le Règlement sur l'Assemblée nationale depuis 2009, ce n'est pas la première fois que le gouvernement libéral de Philippe Couillard brandit le bâillon pour faire adopter des projets de loi urgents ou controversés (projets de loi 10, 70 et 127). Il n'a malheureusement pas envisagé la possibilité de retarder le déploiement de l'industrie pétrolière sur son territoire afin de prendre le temps d'adopter la loi selon un processus réellement démocratique.

Jusqu'alors, c'était la *Loi sur les mines* et le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrain* qui encadraient entièrement l'industrie des hydrocarbures. L'article 3 de la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* (chapitre 13) faisait la distinction entre les travaux de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain et les travaux requis en vertu de la *Loi sur les mines*. En plus de ces lois, certains articles de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* et de la *Loi sur l'aménagement durable du territoire forestier* (chapitre A-18.1) permettaient de déterminer si oui ou non des travaux liés aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures pouvaient être réalisés, et les conditions s'y rattachant. Les pouvoirs nécessaires à la protection de l'environnement étaient alloués à la *Loi sur la qualité de l'environnement*, en plus de règlements connexes, ainsi qu'à la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* (chapitre C-6.2). Les autres lois pertinentes étaient relatives à la Régie de l'énergie, la Commission de protection du territoire agricole, en plus de celles requises pour protéger l'intégrité territoriale du Québec et veiller à la défense de ses intérêts auprès du gouvernement fédéral. Finalement, le Code civil du Québec, la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* et la *Loi sur l'expropriation* (chapitre E-24) contenaient des dispositions pertinentes. Ces outils d'encadrement s'avéraient désuets et inadaptés, alors que certains projets comme Galt, Haldimand et Bourque, abordés dans la précédente section, sont en cours sur le territoire depuis quelques années déjà. Plusieurs de ces lois ont été modifiées via la *Loi sur les hydrocarbures* (c.f. 4.2.1), mais cela ne veut pas dire qu'elles sont systématiquement invalides quant à l'industrie des hydrocarbures. Simplement, la réforme vise à centraliser l'encadrement juridique de l'industrie des hydrocarbures; la *Loi sur les hydrocarbures* aura généralement prépondérance sur les autres lois.

Malgré d'intéressantes propositions, le cadre légal réformé s'avère truffé d'embûches et constitue une tentative manquée d'encadrer adéquatement l'industrie des hydrocarbures au sein de la province, incluant les projets Galt, Haldimand et Bourque en Gaspésie. La réglementation en vigueur peut permettre d'atténuer les impacts négatifs de l'exploitation pétrolière et donc, de favoriser des pratiques se rapprochant davantage du développement durable. Elle devrait, en soi, prendre en compte les principes de la *Loi sur le développement durable*. D'ailleurs, l'une des recommandations de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec (CEEQ) allait en ce sens : « Que le gouvernement du Québec adopte en priorité une loi sur les hydrocarbures qui s'inspirera des meilleures pratiques internationales afin d'assurer le respect des principes du développement durable dans la plus grande transparence » (Lanoue et Mousseau, 2014).

Les prochains paragraphes constituent donc un survol de la Politique énergétique 2030 et de ses implications, ainsi qu'une revue de la *Loi sur les hydrocarbures* et de la *Loi sur Transition Énergétique Québec*.

4.1 Politique énergétique 2030

Au-delà de son impact économique direct, l'énergie joue un rôle de levier pour l'ensemble de l'économie québécoise, ce qui justifie la pertinence de la mise en place d'une politique énergétique. Dans cette optique, Québec a rendu publique sa nouvelle Politique énergétique en avril 2016, dans laquelle il se projette à l'horizon 2030. Le co-président de la CEEQ, Normand Mousseau, souligne de nombreux problèmes découlant de la gouvernance énergétique de la province, qui se perpétuent à travers cette politique :

« Les décisions qui se prennent aujourd'hui au Québec dans le secteur énergétique se font à la pièce, tirant dans des directions opposées et avec, très souvent, des conséquences délétères pour l'économie, l'environnement et la qualité de vie de ses citoyens. Au final, ces décisions coûtent des milliards de dollars annuellement aux Québécois pour des services mal pensés, mal ajustés et qui limitent la capacité de la province à se positionner sur la scène internationale » (Mousseau, 2015).

À la base, le processus même de consultation publique associé la Politique énergétique 2030 est questionnable. La CEEQ, lancée en 2013 par le gouvernement de Pauline Marois, avait initialement émis une série de conclusions dont le gouvernement de Philippe Couillard n'a pas tenu compte dans son processus de modernisation de la gouvernance énergétique, même s'il soutient le contraire (Shields, 2015,

18 avril). La commission a tenu des séances de consultation publique dans 16 villes réparties dans 15 régions du Québec, a rejoint plus de 800 personnes et organisations et a reçu plus de 460 mémoires (Lanoue et Mousseau, 2014). Le ministre Pierre Arcand a choisi de reprendre la discussion sur les enjeux énergétiques, et a opté préférablement pour trois tables rondes d'une journée chacune, intitulées : « Efficacité et innovation énergétiques », « Énergies renouvelables », « Hydrocarbures » et « Décarbonisation du transport routier » (Gouvernement du Québec, 2015). L'ex-directeur général du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement (CRE) du Québec, Philippe Bourke, soutient que l'exercice est loin d'être à la hauteur des enjeux énergétiques du Québec (Shields, 2015, 18 avril).

La Politique énergétique se décline en grandes orientations visant à répondre aux objectifs y étant énoncés, dont l'essentiel parle de la transition vers une énergie diversifiée à faible empreinte carbone et d'assurer une gouvernance intégrée de la transition énergétique (MERN, 2016a). Le Barreau du Québec estime que la notion de transition énergétique devrait être clarifiée et définie dans la loi, puisque ce n'est pas le cas actuellement (Barreau du Québec, 2016). D'autre part, la prise en compte de la nature de l'énergie au-delà de son efficacité (Bourque, Fagoaga, Laplante et L'Italien, 2017) et de son utilisation au lieu des approvisionnements énergétiques (Lanoue et Mousseau, 2014) sont des éléments manquants dans la Politique énergétique. Les objectifs y sont partiellement inadaptés à la réalité du secteur énergétique québécois.

Plus concrètement, le gouvernement définit cinq cibles à atteindre : améliorer de 15 % l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée, réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés, éliminer l'utilisation du charbon thermique, augmenter de 25 % la production totale d'énergies renouvelables et augmenter de 50 % la production de bioénergie (MERN, 2016a). Ces cibles seront abordées plus en profondeur dans les paragraphes suivants. La Politique énergétique 2030 affirme que ces cibles permettront de réduire de 16 tonnes d'équivalent CO² les émissions de GES, soit l'équivalent de 18 % de celles émises en 1990, mais ces calculs ne sont aucunement démontrés au sein du document. Les enjeux politiques visent à concilier les intérêts divergents d'une majorité d'acteurs, ce qui peut expliquer que certaines décisions soient ambiguës, voire contradictoires. En effet, l'exploitation des hydrocarbures vient altérer cette tentative de maintenir une perspective d'ensemble cohérente. De plus, le gouvernement affirme vouloir accroître les investissements dans les énergies renouvelables, sans envisager un désinvestissement de la filière fossile.

Actuellement, la production, le transport et la consommation d'énergie sont responsables de 70 % des émissions totales de GES du Québec (MERN, 2016a). L'énergie est sans contredit au cœur de la qualité de vie des Québécois. La province constitue l'un des plus grands consommateurs d'énergie au monde au prorata de sa population, mais en contrepartie, sa part d'énergie renouvelable est importante, considérant que dans le monde, l'électricité de source renouvelable répond à moins de 5 % des besoins énergétiques (MERN, 2016a). La Politique énergétique 2030 s'applique à tous les types de consommateurs, du citoyen à l'entreprise. Elle souligne que pour parvenir à la transition énergétique, les consommateurs doivent adapter leur comportement. Toutefois, il faut considérer que la part d'énergie consacrée à des usages industriels, commerciaux et institutionnels est de 66 %; ce sont en grande partie les entreprises qui devront travailler à l'atteinte des cibles. La Politique énergétique 2030 agira aussi comme un levier décisif auprès des investisseurs industriels.

La baisse de la consommation étant difficilement compatible avec la croissance économique, l'amélioration de l'efficacité énergétique est une avenue intéressante. Cette dernière correspond à des habitudes et des technologies qui minimisent l'usage d'énergie pour une source et un travail donnés. L'une des cibles est d'ailleurs d'améliorer de 15 % l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée, ce qui paraît atteignable considérant que le total des économies d'énergie annuelles découlant de tous les programmes d'efficacité énergétique (entreprises et résidentiels) représente actuellement un peu moins de 1 % de la consommation annuelle provinciale (HEC Montréal, 2016, 7 septembre). La Politique énergétique parle d'investissements de 4 milliards de dollars canadiens au cours des 15 prochaines années pour des mesures d'efficacité et de substitution énergétique, ce qui représente environ 267 millions de dollars canadiens annuellement. À titre de comparaison, la gestion des programmes d'efficacité énergétique avait coûté 275 millions de dollars canadiens en 2012 (Institut de recherche et d'informations socioéconomiques (IRIS), 2016).

Une autre cible qui paraît immanquable est l'élimination du charbon thermique, comme cette énergie représente seulement 0,7 % du marché et est en déclin (MERN, 2016a). La figure 4.1 présente graphiquement la proportion d'énergie utilisée provenant de chaque source ainsi que le pourcentage actuel d'énergies renouvelables (47,6 %) ainsi que celui visé pour 2030 (60,9 %).

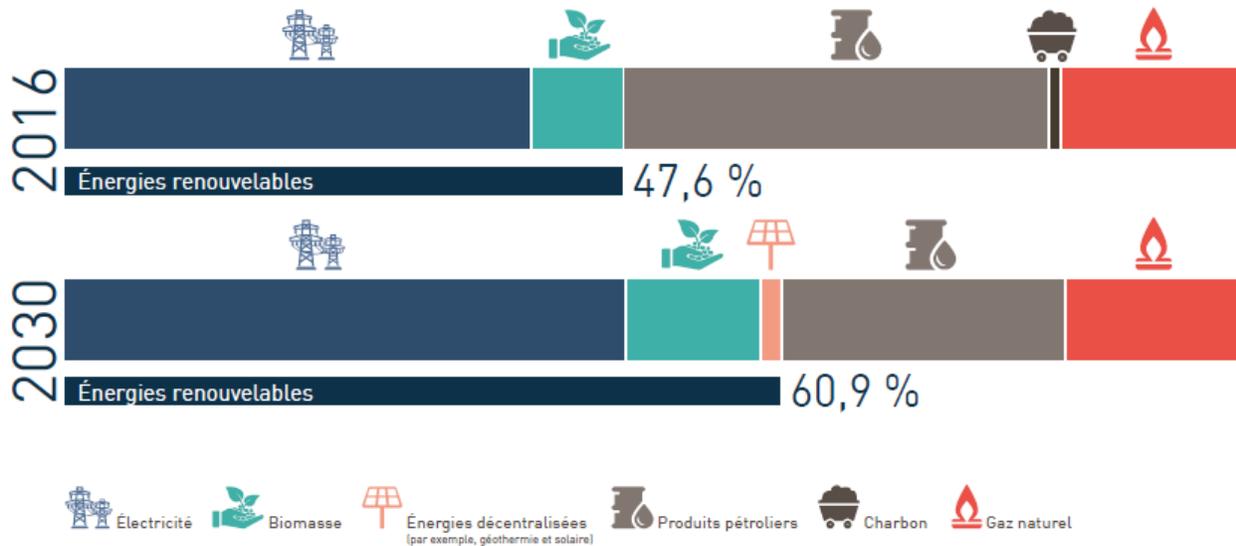


Figure 4.1 Proportions et pourcentages d'énergie renouvelable actuel et visé pour 2030

(tiré de : MERN, 2016a)

La cible la plus ambitieuse présentée dans le plan concerne la réduction de 40 % de la quantité de produits pétroliers consommés. Le gouvernement compte à la fois utiliser davantage l'électricité et le gaz naturel liquéfié pour les camions lourds et soutenir l'électrification des transports publics ainsi que l'achat de voitures électriques pour les particuliers. Il parle d'un million de véhicules légers, soit environ 20 % de la flotte totale de véhicules de promenade (automobiles et camions légers) d'ici 2030 (MERN, 2016a). Cela est ambitieux considérant que le nombre de voitures électriques était d'environ 13 450 au Québec en décembre 2016 (Association des véhicules électriques du Québec (AVEQ), 2017), sur un parc automobile chiffré à près de cinq millions de voitures en 2015 (Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ), 2016). L'UMQ accueille favorablement la capacité offerte à Hydro-Québec de s'impliquer financièrement dans des projets d'électrification et d'infrastructures connexes, via la modification de la *Loi sur Hydro-Québec* (chapitre H-5). Cela lui permettra de contribuer à développer la demande d'électricité liée au secteur des transports. La modification des articles 52.1 et 52.4 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* inscrivent la résultante tarifaire pour la clientèle, mais cette dernière pourra bénéficier d'une baisse de tarifs attribuable à l'élargissement de la base de tarification du distributeur d'électricité (UMQ, 2016).

Les deux dernières cibles sont d'augmenter de 25 % la production totale d'énergies renouvelables, en plus d'augmenter de 50 % la production de bioénergie. Au Québec, la biomasse est principalement tirée des résidus de bois, et représente 7,4 % de la consommation (MERN, 2016a). Bien que cela puisse constituer

une manière de soutenir l'industrie forestière (IRIS, 2016), une augmentation de l'utilisation de la biomasse est positive du point de vue environnemental, puisque cette énergie est considérée comme carboneutre (HEC Montréal, 2016).

Dans un autre ordre d'idées, il est important de souligner le fait que la présence de lobbys pétroliers au Québec peut ralentir la transition vers les énergies renouvelables et la bioénergie. Le débat à savoir si le lobbyisme a sa place dans une société démocratique est pertinent. Les ressources et le poids des groupes de pression et d'intérêt sur les décisions publiques sont très variables, les groupes citoyens et environnementaux ayant généralement accès à des ressources limitées. En 2014, plusieurs anciens politiciens ont signé le Manifeste pour tirer profit collectivement de notre pétrole. Bernard Landry, ex-premier ministre du Québec, Joseph Facal, ex-président du Conseil du trésor du Québec et Monique Jérôme-Forget, ex-ministre des Finances du Québec, font partie des signataires, en plus de d'autres personnalités publiques. Le texte revendiquait d'engager un débat sur l'exploitation du pétrole et d'autoriser éventuellement l'exploitation du pétrole en définissant un cadre réglementaire reposant sur de hauts standards de protection de l'environnement (Bisson et al., 2014). Suite au dépôt de la nouvelle Politique énergétique 2030, le Conseil du patronat du Québec, qui fait la promotion d'intérêts commerciaux, s'est réjoui de son contenu (CPQ, 2016, 7 avril). L'APGQ aurait inscrit neuf lobbyistes dans le but de faire valoir les intérêts des pétrolières dans le cadre de l'élaboration de la nouvelle Politique énergétique et de la *Loi sur les hydrocarbures* (Shields, 2014, 27 janvier). Cette organisation aurait été créée « afin d'encourager le dialogue sur le potentiel d'une nouvelle industrie au Québec : l'industrie pétrolière et gazière » (APGQ, s.d.b). Malgré son titre accrocheur, la Politique énergétique 2030 (l'énergie des Québécois, source de croissance) est également soumise aux aléas du lobbyisme. Ce n'est peut-être donc pas les québécois qui ont la mainmise sur leur énergie, mais bien celles des compagnies qui l'exploitent. Le projet de loi 106, présenté dans les paragraphes suivants, s'inscrit dans ce contexte.

4.2 Projet de loi 106

Le projet de loi 106 est un texte de 80 pages comprenant 24 grands articles, dont l'article premier édicte la *Loi sur Transition Énergétique Québec* et dont l'article 23 constitue l'essentiel de la *Loi sur les hydrocarbures*, comprenant des articles spécifiques à l'exploration, la production, le stockage et le transport d'hydrocarbures. Les porte-paroles en matière d'environnement du Parti Québécois et de Québec solidaire, Alain Therrien et Manon Massé, ont d'ailleurs uni leurs voix à Patrick Bonin de

Greenpeace Canada afin de réclamer la scission dudit projet de loi, sans succès (Radio-Canada, 2016, 18 septembre).

4.2.1 Loi sur les hydrocarbures

La *Loi sur les hydrocarbures* propose d'établir un cadre pour régir la mise en valeur et le développement des hydrocarbures au Québec, et vise également à revoir les restrictions en ce qui a trait à l'industrie des énergies fossiles. Au niveau législatif, elle s'avère donc d'une importance capitale. Elle comporte des modifications de concordance, notamment à la *Loi sur les mines* et au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (Gouvernement du Québec, 2014c). Le projet de loi intégrée permet d'en retirer tous les articles concernant les hydrocarbures et la saumure, ainsi que des dispositions de nature transitoire, afin de centraliser la gouvernance de l'industrie. Elle emmène également des modifications aux lois et règlements suivants (chapitre 35) :

- Code civil du Québec
 - Loi sur l'acquisition de terres agricoles par des non-résidents (chapitre A-4.1)
 - Loi sur l'administration financière (chapitre A-6.001)
 - Loi sur l'aménagement durable du territoire forestier (chapitre A-18.1)
 - Loi sur l'aménagement et l'urbanisme (chapitre A-19.1)
 - Loi concernant les droits sur les mutations immobilières (chapitre D-15.1)
 - Loi sur l'efficacité et l'innovation énergétiques (chapitre E-1.3)
 - Loi sur la gouvernance des sociétés d'État (chapitre G-1.02)
 - Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5)
 - Loi sur l'impôt minier (chapitre I-0.4)
 - Loi sur Investissement Québec (chapitre I-16.0.1)
 - Loi sur la justice administrative (chapitre J-3)
 - Loi sur les mines (chapitre M-13.1)
 - Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (chapitre M-25.2)
 - Loi sur le ministère du DD, de l'Environnement et des Parcs (chapitre M-30.001)
 - Loi sur les produits pétroliers (chapitre P-30.01)
 - Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (chapitre P-41.1)
 - Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2)
 - Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01)
 - Loi sur le régime des terres dans les territoires de la B.-J. et du N.-Q. (chapitre R-13.1)
 - Loi sur les terres du domaine de l'État (chapitre T-8.1)
-
- Règlement sur les redevances forestières (chapitre A-18.1, r. 11)
 - Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2, r. 3)
 - Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau (chapitre Q-2, r. 14)
 - Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement (chapitre Q-2, r. 23)
 - Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (chapitre Q-2, r. 35,2)

Selon le Barreau du Québec, cette façon de légiférer dénature l'acte réglementaire et met en jeu l'équilibre des pouvoirs législatif et exécutif, ce qui soulève des préoccupations. En effet, les règles d'encadrement des lois ne sont pas les mêmes que celles applicables aux règlements, ces derniers étant assujettis à la *Loi sur les règlements* et à l'obligation de prépublication et de consultation. Leur modification par l'entremise d'une loi court-circuite donc le processus d'adoption habituel, ce qui introduit des incertitudes juridiques.

Le Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste avait demandé que la *Loi sur les hydrocarbures* contienne des spécifications au niveau des distances séparatrices, de la qualité des eaux souterraines, du coffrage des puits, des tests d'étanchéité et des mesures d'urgence. Il réclamait également des clarifications au niveau des mécanismes d'information et de participation du public, des tarifs associés aux permis, des garanties d'exécution et de restauration des sites ainsi que sur les redevances. Selon le comité, d'autres enjeux doivent aussi être pris en compte, comme l'augmentation du trafic routier, des troubles du voisinage, des atteintes au droit à l'environnement et du suivi des projets (Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste, 2014). Il sera déçu de constater la référence systématique à une réglementation qui n'existe pas encore, ce qui fait en sorte qu'il est difficile d'apprécier la portée de la loi. Le Barreau du Québec soutient que les parlementaires devraient minimalement pouvoir prendre connaissance des projets de règlement avant d'avoir à voter l'adoption de la loi, et que le gouvernement libéral aurait dû publier les projets de règlement à la Gazette officielle du Québec en même temps qu'il déposait le projet de loi. Il considère qu'il faut éviter que l'exécutif ne légifère à la place du législateur par l'attribution de larges pouvoirs de réglementation (Barreau du Québec, 2016).

Richard Langelier, docteur en droit, juriste et sociologue, adhère aux critiques énoncées par le Barreau du Québec. À propos de l'article premier de la loi, il parle d'une rhétorique basée sur des sophismes qui relève de la manipulation et qui résiste mal à une analyse rigoureuse (Langelier, 2016). L'article en question va comme suit : « La présente loi a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures tout en assurant la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource, et ce, en conformité avec les cibles de réduction des émissions de GES établies par le gouvernement » (chapitre 35, art. 23). Selon lui, cet article constitue une contradiction évidente et insoluble, puisque s'engager dans le développement des hydrocarbures implique des investissements publics majeurs dans des infrastructures et la mise en place de politiques favorables à ce développement. Par ailleurs, la décision de remplacer les termes « gazoducs » et « oléoducs »,

négativement connotés au Québec, par l'expression « mesures de raccordement », est questionable (Langelier, 2016).

Ultimement, le projet de loi ne prévoit aucun impact négatif sur le commerce avec les partenaires économiques du Québec, visant plutôt à favoriser un environnement d'affaires stable, prévisible et transparent pour les sociétés qui souhaiteraient investir la filière des hydrocarbures (MERN, 2016b). Les formalités administratives supplémentaires incluses dans la *Loi sur les hydrocarbures* entraîneront tout de même des coûts additionnels pour les entreprises. Ils sont de l'ordre de 36 673 dollars canadiens par projet pour la première année et de 18 855 dollars canadiens pour les années subséquentes en phase exploratoire, ainsi que de 4 280 dollars canadiens par puits pour la première année et de 2 292 dollars canadiens pour les années subséquentes en phase de production. La loi n'établit pas d'exigences différentes selon la nature et la taille du promoteur.

Avant l'adoption de la *Loi sur les hydrocarbures*, les exploitations d'hydrocarbures étaient uniquement soumises à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Cet article obligeait le promoteur qui demande une licence de production ou une licence de stockage à réaliser une étude d'impact environnementale. Il fallait obtenir préalablement du ministre un certificat d'autorisation. Un formulaire devait être rempli et accompagné de tous les documents et informations prévus par règlement et inscrit dans la fiche d'information concernant les exigences du Ministère pour l'obtention d'un certificat d'autorisation. Bien que rigoureusement évalués par les experts des divers ministères concernés, de tels projets n'étaient pas sujets à des consultations publiques (CIRAIG, 2014). Autrement dit, les exploitations d'hydrocarbures étaient à ce jour soustraites aux procédures complètes d'évaluation environnementale. La *Loi sur les hydrocarbures* fait en sorte que tout projet de production, de stockage d'hydrocarbures ou de tout forage pétrolier ou gazier en milieu marin sera soumis au processus d'évaluation du BAPE (MERN, 2016b). Ce dernier inclut une phase d'information et de consultation sur l'étude d'impact, en plus d'une enquête et audience publique, ou d'un processus de médiation, comme l'indique la figure 4.2.

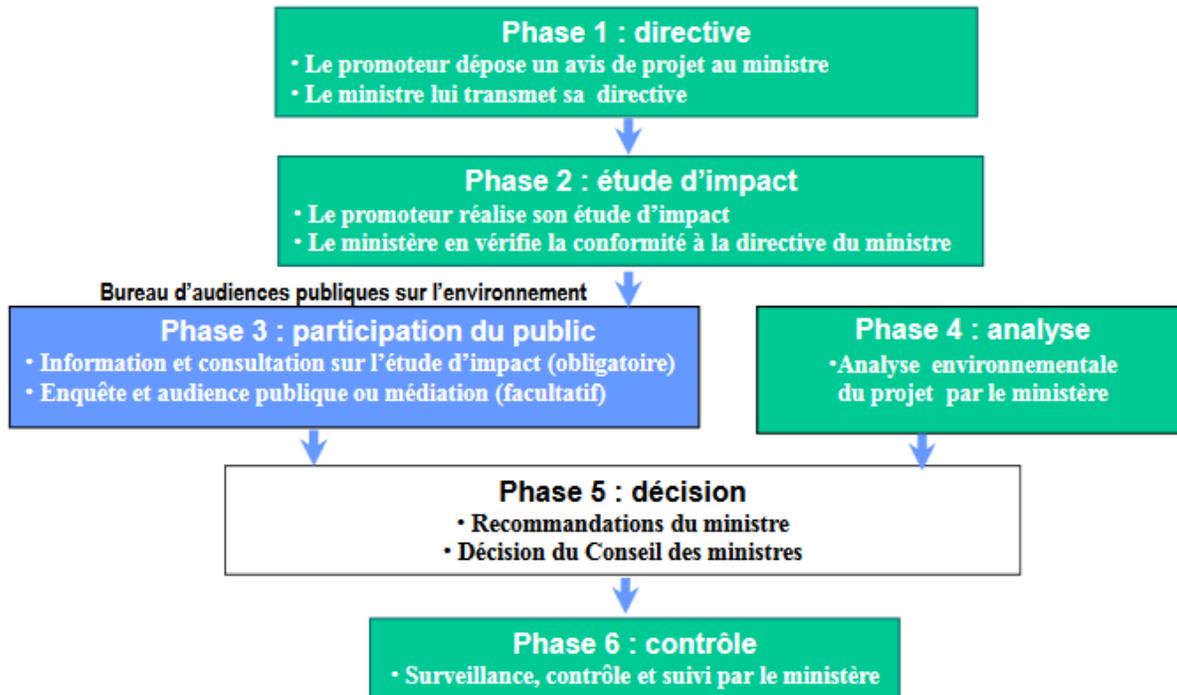


Figure 4.2 Sommaire des étapes de la procédure administrative du BAPE (tiré de : BAPE, s.d.)

4.2.2 Loi sur Transition Énergétique Québec

En 2010, pour des raisons de contrôle budgétaire, le gouvernement Charest avait aboli l'Agence de l'efficacité énergétique, transférant ses responsabilités au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE) au sein du MERN (Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ), 2016). Aujourd'hui, le gouvernement Couillard met sur pied la *Loi sur Transition Énergétique Québec*. Cette loi institue un organisme sous la responsabilité du MERN, soit Transition Énergétique Québec (TEQ), qui aura des pouvoirs limités quant au MDDELCC et au Ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports (MTMDET) (RDI Économie, 2016a). Le conseil d'administration sera formé de 9 à 15 personnes nommées par le ministre, à l'exception du président et du président-directeur général (Bourque et al., 2017). TEQ financera ses activités par une quote-part attendue des distributeurs d'énergie, essentiellement Hydro-Québec, les gazières et les pétrolières (Lessard, 2016, 7 juin), dont les montants seront gérés par le Fonds de transition énergétique, institué par la *Loi sur les hydrocarbures*. Le Fonds vert ne sera pas sous sa juridiction (RDI Économie, 2016b). Le nouvel organisme possède une mission assez large comme le témoigne l'énumération suivante, tirée de la Politique énergétique 2030 :

- « Coordonner la mise en œuvre de tous les programmes d’efficacité, de substitution et d’innovation énergétiques en finançant notamment les entreprises de technologies vertes;
- Offrir des services directs, tels que des services de financement aux consommateurs et aux entreprises, des garanties de prêt, du financement à bas taux d’intérêt et des services d’information à la population;
- Conseiller le gouvernement, de façon proactive, sur les normes et règlements, les mesures d’éco-fiscalité et les éléments pouvant influencer la consommation énergétique des ménages et des entreprises, y compris celle du gouvernement;
- Assurer l’atteinte des cibles minimales du gouvernement en termes d’efficacité énergétique et proposer des cibles additionnelles au besoin;
- Coordonner la mise en œuvre des programmes qui lui sont dévolus par le gouvernement;
- Travailler à rendre les infrastructures publiques des secteurs de l’éducation et de la santé plus sobres en carbone, en collaboration avec les milieux concernés;
- Observer et analyser l’état de la situation énergétique du Québec et la progression de sa transition au regard des objectifs du gouvernement;
- Veiller à la reddition de comptes par la compilation, la validation et la diffusion de données sur les résultats observés par rapport aux cibles fixées » (MERN, 2016a).

Il s’agit d’un mandat immense, qui exigera l’interaction d’un grand nombre d’intervenants. TEQ devra réussir à se positionner stratégiquement, puisque son mandat s’appuie sur une vision globale des impératifs liés à la transition énergétique souhaitée. Le gouvernement libéral soutient qu’il constitue la clé du regroupement et de la bonification des services par la proximité des experts (MERN, 2016a). Une Table des parties prenantes sera constituée au sein de TEQ. Elle sera formée de 15 personnes au maximum, qui seront nommées par le conseil d’administration (Bourque et al., 2017). Il sera pertinent de regrouper les compétences humaines au sein de cette table, c’est-à-dire des personnes possédant une expertise particulière dans le domaine de la transition, de l’innovation et de l’efficacité énergétique, tenant compte de la consolidation de l’expertise régionale en énergie renouvelable (Fédération québécoise des municipalités (FQM), 2016). Des dispositions transitoires sont contenues à l’article 79 de la *Loi sur Transition Énergétique Québec*, qui prévoit le transfert d’employés du MERN à TEQ. Son conseil d’administration s’appuiera sur la contribution de personnes aux profils variés de compétence et d’expérience. Selon l’article 23, ils seront nommés pour un mandat d’au plus quatre ans. Les articles 11 et 15 de la *Loi sur Transition Énergétique Québec* stipulent que ces organismes devront soumettre les programmes et mesures qu’ils proposent au sein d’un Plan directeur, qui remplacera les plans individuels

présentement proposés par les distributeurs d'énergie (chapitre 35, art. 1). Voici les étapes d'adoption du Plan directeur :

1. TEQ élabore son Plan directeur et le soumet à la Table des parties prenantes.
2. La Table des parties prenantes invite les distributeurs d'énergie à fournir des commentaires sur le Plan directeur. Elle produit un rapport sur le Plan directeur.
3. TEQ soumet le plan directeur et le rapport de la Table des parties prenantes au ministre.
4. Le ministre soumet le Plan directeur au gouvernement. Le gouvernement peut demander à TEQ, à tout moment, de modifier le plan directeur.
5. Si le plan directeur est conforme aux orientations, aux cibles et aux objectifs fixés par le gouvernement, TEQ le soumet à la Régie de l'énergie pour approbation. La Régie de l'énergie peut convoquer une audience publique si le rapport de la Table des parties prenantes est défavorable ou ne fait pas l'objet d'un consensus.
6. La Régie de l'énergie approuve, avec ou sans modification, le plan directeur et ses révisions.
7. La Régie de l'Énergie donne un avis au gouvernement sur la capacité du plan directeur d'atteindre les cibles. Si l'avis de la Régie de l'énergie est négatif, le gouvernement peut demander une révision du Plan directeur à TEQ.
8. Le Plan directeur entre en vigueur si l'avis de la Régie de l'énergie et du MERN est favorable.
9. Les distributeurs d'énergie, les ministères et organismes doivent réaliser les programmes et les mesures dont ils sont responsables en vertu du plan directeur. Ils doivent déposer à la Régie de l'énergie, pour approbation dans leurs demandes tarifaires, les montants qu'un distributeur d'énergie alloue à la réalisation des programmes et des mesures dont il est responsable en vertu du Plan directeur. Elle doit les approuver.
10. Les distributeurs d'énergie, les ministères et organismes doivent aviser TEQ sur les programmes et les mesures qu'ils ne peuvent réaliser. TEQ met en œuvre, aux frais des distributeurs d'énergie, les programmes et les mesures qu'ils sont en défaut de réaliser (FCCQ, 2016).

En effet, des modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* sont aussi prévues afin d'en revoir le rôle et d'en élargir les pouvoirs. L'organisme pourra, entre autres, donner son avis sur la capacité du Plan directeur à atteindre les cibles définies par le gouvernement en matière énergétique. La Régie devra également soumettre au gouvernement un rapport annuel de vérification sur l'état d'avancement du plan et des cibles dans lequel elle pourrait demander l'évaluation de cibles additionnelles (chapitre R-6.01). (MERN, 2016a).

5. RECOMMANDATIONS

La gestion des ressources en énergie implique un arbitrage entre les différentes options qui s'offrent en termes d'énergie, afin de soutenir celles qui serviront mieux les intérêts des citoyens. Ainsi, la décision de permettre ou non d'explorer et d'exploiter les énergies fossiles devrait se faire sur une base indépendante des objectifs de consommation de gaz et de pétrole au Québec, mais bien être basée sur la viabilité des projets au cas par cas. Tel que démontré par l'analyse multicritère sur les projets en cours en Gaspésie, les pratiques de responsabilité sociale des entreprises impliquées dans la filière du pétrole accusent un important retard, alors que leur degré de responsabilité sociale est assez important (CIRAIG, 2015b). Assurer le respect des principes de développement durable dépend grandement de la qualité et de la cohérence des structures de gouvernance annoncées. Ceci étant dit, plusieurs éléments constitutifs du projet de loi 106 devront être bonifiés ou corrigés par la plus grande attention des commissaires. Les paragraphes suivants correspondent à une série de recommandations en lien avec la réforme du cadre législatif.

5.1 En lien avec la Loi sur les hydrocarbures

L'article 3 de la *Loi sur les hydrocarbures* se lit comme suit : « Tous les travaux réalisés en vertu de la présente loi doivent l'être selon les meilleures pratiques généralement reconnues pour assurer la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource » (chapitre 35, art. 23). Selon le Barreau du Québec, cet article est imprécis et ne respecte pas les exigences de la règle de droit. Actuellement, les pratiques en question ne sont pas définies dans la loi ou les règlements et il appartient au gouvernement seul de le définir, non aux tribunaux, et encore moins par l'autorégulation des entreprises (Barreau du Québec, 2016). De plus, la recherche de la récupération optimale de la ressource pourrait faire en sorte que l'appât du gain associé à des volumes marginaux inciterait un exploitant à faire preuve d'un comportement irresponsable pour y arriver (UMQ, 2016).

RECOMMANDATION 1 : Que la loi définisse l'expression « les meilleures pratiques généralement reconnues », que ces pratiques tiennent compte de la qualité de l'environnement et qu'elles aient préséance sur la récupération optimale de la ressource.

Bien que la *Loi sur les hydrocarbures* vienne donner davantage de pouvoir au MDDELCC, l'obligation de soumission au BAPE prévue dans le projet de loi s'applique uniquement aux projets pétroliers entamés

après son adoption. Ainsi, cette disposition ne vient pas tout à fait uniformiser les pratiques des projets de nature industrielle.

RECOMMANDATION 2 : Que la loi s’applique de manière rétroactive et qu’un moratoire à durée indéterminée soit déclaré sur les travaux d’exploration ou d’exploitation des hydrocarbures ayant présentement cours, jusqu’à ce qu’un cadre législatif acceptable soit défini.

La *Loi sur les hydrocarbures* consacre un droit prépondérant et prioritaire sur le sous-sol aux compagnies gazières et pétrolières, par rapport au droit sur le sol et à la propriété des citoyens. En effet, à l’instar de la *Loi sur les mines*, l’article 55 de la loi permet à un titulaire de licence d’acquérir par expropriation tout droit réel ou bien nécessaire pour exécuter ses travaux et accéder au territoire. Cela menace la sécurité juridique des citoyens et leur droit pourtant garanti par la Charte des droits et libertés de la personne du Québec à la libre jouissance de leurs biens (Langelier, 2016). Cela peut également avoir un impact sur l’aménagement territorial, ce qui peut être problématique. Bien sûr, il s’agit d’un pouvoir extraordinaire qui requiert l’approbation du gouvernement, mais il s’avère risqué de permettre une expropriation à des fins privées. À cet égard, le Barreau du Québec suggère d’inscrire dans la loi que le gouvernement accorde l’autorisation prévue à l’article 36 de la *Loi sur l’expropriation* seulement lorsqu’il est convaincu qu’il est dans l’intérêt collectif d’autoriser cette expropriation, par exemple au niveau de la création d’emplois et de l’activité économique (Barreau du Québec, 2016).

RECOMMANDATION 3 : Que l’article 55 soit modifié afin de consacrer un droit prépondérant et prioritaire au droit sur le sol et à la propriété des citoyens par rapport au droit sur le sous-sol des compagnies gazières et pétrolières.

Au niveau de la protection des ressources en eau, la FQM demande un moratoire de cinq ans sur le procédé de fracturation hydraulique afin de permettre l’acquisition de connaissances additionnelles (FQM, 2016). Cela est particulièrement pertinent dans la mesure où la *Loi sur les hydrocarbures* n’accorde aucune protection particulière aux petits cours d’eau (Langelier, 2016). La FQM est d’avis que dans le cas d’une exploitation, le gouvernement devrait exiger le dévoilement de la liste complète des produits chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique, incluant leur concentration et le volume d’eau total utilisé. Idéalement, une analyse des eaux usées serait transmise. De plus, selon la fédération, le gouvernement

devrait d'abord responsabiliser les industries de la filière à traiter les eaux usées, ou permettre aux municipalités de déterminer les conditions de leur acceptation pour le faire (FQM, 2016).

RECOMMANDATION 4 : Que la fracturation soit soumise à un moratoire de cinq ans et que le gouvernement acquière les connaissances lacunaires à son endroit, en lien avec les impacts délétères des produits chimiques utilisés.

À l'échelle municipale, la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, adoptée en 1979, permet aux instances municipales, soit les MRC et les municipalités locales, de réglementer ou de prohiber des usages, des constructions ou des ouvrages à proximité des zones de contraintes (chapitre A-19.1). En vertu de son article 246, maintenu par la nouvelle *Loi sur les hydrocarbures*, les projets d'hydrocarbures ont préséance sur les dispositions municipales. Ainsi, aucune disposition d'un Schéma d'aménagement et de développement (SAD), d'un règlement ou d'une résolution de contrôle intérimaire ou d'un règlement de zonage, de lotissement ou de construction ne peut empêcher le jalonnement ou la désignation d'un claim, ainsi que l'exploration, la production et le stockage d'hydrocarbures faits conformément à la loi. Autrement dit, cela a pour effet de rendre inutiles les outils de zonage dont disposent les instances locales, qui possèdent les compétences nécessaires, soit une cartographie et une connaissance de leur territoire, en plus d'avoir à cœur le bien-être de leur population. De plus, elles n'ont pas la possibilité, dans le SAD, de délimiter certains territoires incompatibles avec l'activité des hydrocarbures afin de protéger les intérêts des citoyens ou la faune et la flore (FQM, 2016).

RECOMMANDATION 5 : Que l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* soit aboli, permettant aux municipalités de soustraire certains territoires à l'activité des hydrocarbures.

L'article 10, portant sur le stockage, prévoit que par règlement, le gouvernement pourra déterminer la dimension du périmètre de protection d'un territoire faisant l'objet d'une licence de stockage. À cet égard, l'UMQ défend la possibilité pour les municipalités d'adopter, en fonction d'une grille de critères, ses propres règlements. Quant aux mesures de raccordement liées au transport d'hydrocarbures, elles devront obtenir une décision favorable de la Régie de l'énergie (UMQ, 2016).

RECOMMANDATION 6 : Que l'article 10 soit modifié pour permettre aux municipalités d'adopter leurs propres règlements de stockage, en fonction d'une grille de critères.

Les dispositions des articles 26 et 27 de la loi obligent le titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage d'en aviser le propriétaire ainsi que la municipalité concernée au moins 30 jours suivant son inscription au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures. Ces licences sont inscrites dans un nouveau registre public tenu par le ministre, mais pourraient également être publiées au registre foncier, incluant les permis actuels de recherche d'hydrocarbures (Barreau du Québec, 2016). La FQM réclame que cette information soit aussi transmise à la MRC (FQM, 2016). L'UMQ souhaiterait également qu'il soit clair que le ministre doive assortir la licence qu'il octroie au demandeur au respect des dispositions réglementaires de la municipalité (UMQ, 2016).

RECOMMANDATION 7 : Que les articles 26 et 27 soient modifiés afin d'informer immédiatement le propriétaire, la municipalité et la MRC concernés de l'obtention d'une licence, que cette dernière soit explicitement assujettie aux dispositions réglementaires de la municipalité et qu'elle soit inscrite au registre foncier.

Une obligation est prévue aux articles 35 et 36 d'aviser le ministre en cas de découverte importante ou exploitable d'hydrocarbures. Les articles 38 et suivants mentionnent la nécessité d'examen par la Régie de l'énergie d'un projet d'exploitation ou de stockage, qui doit être déposé dans les quatre ans suivant une découverte d'hydrocarbures. L'UMQ estime que la Régie de l'énergie devrait obligatoirement aviser la municipalité de la démarche du demandeur, et non une fois sa décision prise, comme le souligne l'article 42 (UMQ, 2016).

RECOMMANDATION 8 : Que les articles 35 et 36 soient modifiés afin que les municipalités concernées soient elles aussi avisées immédiatement de toute découverte importante ou exploitable d'hydrocarbures ou de toute demande concernant un projet d'exploitation ou de stockage.

De 2008 à 2013, plus de 40 millions de dollars canadiens ont été dépensés dans des travaux d'exploration pour les projets Galt, Haldimand et Bourque (Gouvernement du Québec, 2014a). Lors de vente des actifs, l'aide directe fournie à l'industrie pétrolière et gazière, incluant les actions accréditives, pourrait être considérée comme une participation au capital, assurant une rétribution en cas de découverte (CEEQ).

RECOMMANDATION 9 : Qu'une rétribution soit considérée en cas de découverte si une aide directe a été fournie à l'industrie pétrolière et gazière.

Les articles 25 et 52 de la *Loi sur les hydrocarbures* visent à favoriser l'implication de la communauté locale par la mise en place de comités de suivi, constitués 30 jours après l'obtention d'une licence. Ils doivent contenir au moins un représentant du milieu économique, d'un citoyen local, le cas échéant, d'un représentant d'une communauté autochtone, et d'un représentant du milieu municipal. Toutefois, cette disposition ne garantit pas l'indépendance et l'autonomie de ce comité, de suivi, puisque les membres de ce comité sont nommés par le titulaire de la licence d'exploration ou de production (FQM, 2016).

RECOMMANDATION 10 : Que les articles 25 et 52 soient modifiés afin que les membres des comités de suivi soient nommés conjointement par les instances gouvernementales et les municipalités.

La loi n'assure pas que sociétés d'exploitation ne puissent s'objecter à la divulgation des informations et renseignements qui les concernent, puisqu'il n'y a pas de prépondérance de la *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et la protection des renseignements personnels* (Langelier, 2016). Le gouvernement devrait mettre en place un mécanisme indépendant d'accompagnement et d'information sur l'exploration ou l'exploitation pétrolière afin de donner accès aux individus et aux municipalités à une information fiable (CEEQ). Ce cadre pourrait également rendre compte et faire le suivi des impacts socioéconomiques, vu sa proximité avec la société civile.

RECOMMANDATION 11 : Que des dispositions permettent à un mécanisme indépendant d'accéder aux informations et renseignements qui concernent les municipalités et d'opérer un accompagnement et un suivi auprès des populations touchées.

L'article 13 de la *Loi sur les hydrocarbures* prévoit l'irresponsabilité de l'État pour l'émission des permis, et donc pour les conséquences négatives qui peuvent en découler, en précisant qu'aucune indemnité ne peut être accordée pour la perte de l'usage antérieur ou postérieur du sol (Langelier, 2016). Pour ce qui est de la responsabilité des entreprises, la loi propose d'établir un régime de responsabilité sans faute pour le titulaire de licence jusqu'à concurrence, par événement, d'un montant prévu par règlement. Les projets de loi miroirs déposés à la Chambre des communes et à l'Assemblée nationale sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent fixent la limite de la responsabilité sans faute à 1 milliard de dollars canadiens (Barreau du Québec, 2016). Au-delà de ce montant, le titulaire serait tenu de réparer le préjudice causé par sa faute, mais il faut prouver la faute et aucune présomption de responsabilité de l'exploitant n'est prévue (Langelier, 2016).

RECOMMANDATION 12 : Que la limite du régime de responsabilité sans faute soit établie à 1 milliard de dollars canadiens, et qu’au-delà de ce montant, une présomption de responsabilité de l’exploitant soit prévue, compte tenu du caractère potentiellement irréversible d’un accident.

Les articles 119 à 122 portent sur la responsabilité et les mesures de protection. Sur le plan de la sécurité, la *Loi sur la sécurité civile* de 2001 a pour but d’encadrer l’organisation de la sécurité civile et attribue aux municipalités le titre d’autorités responsables (chapitre S-2.3). En vertu de cette loi, le milieu municipal est un intervenant de première ligne en matière de sécurité publique; les entreprises devraient donc soutenir financièrement la formation pour l’intervention d’urgence et prévoir un mécanisme de compensation pour supporter les coûts d’intervention des municipalités locales (FQM, 2016).

RECOMMANDATION 13 : Qu’une disposition soit ajoutée pour inclure une approche utilisateur/payeur, selon laquelle le coût de l’encadrement et de la surveillance de cette industrie ainsi que les coûts associés à la formation et au maintien d’équipes d’intervention soient entièrement imputables à l’industrie.

Les articles 53 et 126 portent respectivement sur la maximisation des retombées et l’hypothèque légale sur les sommes dues. L’UMQ suggère qu’un régime de droits pour les hydrocarbures soit également prévu dans la *Loi sur les hydrocarbures*. À l’évidence, la présence d’activités d’extraction sur un territoire engendrera des externalités négatives pour la municipalité. L’UMQ souhaite que les sommes dues à une municipalité dans le cadre de ce régime de droits soient considérées au même titre que les sommes dues à l’État, et soient dotées d’une hypothèque légale (UMQ, 2016). Il y a obligation pour le titulaire d’une autorisation de forage de produire un plan de fermeture définitive de puits et de restauration de site, incluant une garantie correspondant aux coûts anticipés des travaux prévus à ce plan. Dans ce cas-ci, comme la problématique de réhabilitation s’applique surtout aux anciens sites, un Fonds de garantie de restauration pourrait être utilisé à cet effet (FQM, 2016).

RECOMMANDATION 14 : Que l’article 126 soit modifié pour inclure un régime de droits pour pallier aux externalités négatives et qu’un Fonds de garantie de restauration s’applique à la restauration des anciens sites.

Dans le cadre de l'Accord de partenariat 2016-2019 avec les municipalités, le programme de partage des revenus des redevances sur les ressources naturelles fournira 25 millions de dollars canadiens aux municipalités (Ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire (MAMOT), 2016). Sur le plan administratif, l'application du nouveau régime de redevances sera semblable à l'application du régime actuel pour le gaz naturel. Il tentera de maximiser le captage de la rente économique tout en considérant les coûts de production, l'évolution des prix et la productivité des puits afin de permettre de calculer les redevances à long terme. La loi prévoit que le titulaire d'une licence de production transmettra mensuellement au ministre un rapport indiquant le volume d'hydrocarbures extraits au cours du mois précédent ainsi que la redevance. Le titulaire ne paiera pas de redevances pendant la période d'exploration (MERN, 2016b). Encore une fois, les redevances seront fixées par règlement, ce qui fait en sorte que rien n'est connu à leur sujet actuellement.

RECOMMANDATION 15 : Qu'à tout le moins, la brochette de redevances soit indiquée dans la loi, à l'instar de la *Loi sur les mines*.

Malgré un contexte de réduction des émissions de GES, de nombreuses émissions sont générées par défaut lors des opérations d'exploration et d'exploitation pétrolière. Toutefois, des dispositions légales peuvent être prises afin de restreindre au maximum ces émissions de GES.

RECOMMANDATION 16 : Que les « les meilleures pratiques généralement reconnues » incluent des pratiques pour limiter au maximum les émissions fugitives, en plus de l'interdiction du brûlage de gaz naturel à la tête de puits.

5.2 En lien avec Transition Énergétique Québec

L'Institut de recherche en économie contemporaine (IREC) a fait une proposition très intéressante pour améliorer l'organisme TEQ au sein d'un document publié en janvier 2017 intitulé « Transition du secteur énergétique : amorcer une rupture ». Suivant cette proposition, en plus des objectifs d'origine, TEQ pourrait avoir pour mandat de lutter contre les émissions de GES (Bourque et al., 2017). En ce sens, les articles 8, 10 et 53 ne devraient pas uniquement faire référence aux cibles en matière énergétique, mais également à celles de réduction des émissions GES définies par le gouvernement. Comme ces émissions n'ont pas de frontières, la collaboration de TEQ avec le gouvernement fédéral, les provinces et territoires

est pertinente. TEQ devrait aussi être redevable au gouvernement non seulement à des fins d’approbation de ses décisions, mais aussi à l’égard de sa performance dans l’atteinte des cibles de réduction de GES. Cela éviterait que l’approbation du Plan directeur ne dépende d’arguments politiques de nature autre (Équiterre, 2016).

Il apparaît essentiel que TEQ soit indépendante tant auprès du gouvernement que de la fonction publique; elle ne doit pas devenir une copie du BEIE. Les améliorations proposées permettent de définir la plus-value du nouvel organisme créé par rapport aux organismes qui existent déjà, bien qu’un doute persiste sur la pertinence de créer un Fonds pour la transition énergétique, alors que le Fonds vert remplit déjà la mission proposée (Équiterre, 2016). La multiplication des organismes publics amène souvent des risques d’incohérence et d’inefficacité (Barreau du Québec, 2016). TEQ devra être un modèle de planification et d’efficacité sur le plan de la gouvernance, de la mise en place d’actions du financement, et finalement, de la transparence et de la reddition de comptes.

5.2.1 Gouvernance

Tout d’abord, le fait de fonctionner en silos ministériels peut complexifier le projet de transition énergétique. Contrairement au projet d’institution du ministre Pierre Arcand, l’IREC propose que la nouvelle agence soit autonome et pas seulement sous l’autorité du MERN, comme le veut la proposition actuelle, mais sous l’autorité conjointe de différents ministères. Il s’agit du MERN, du MDDELCC, du MTMDET, du Ministère de l’Économie, de la Science et de l’Innovation (MESI) et du Ministère de l’Éducation et de l’Enseignement supérieur (MEES) (Bourque et al., 2017).

La gouvernance de TEQ pourrait être associée à des organisations à but non lucratif qui sont parties prenantes des enjeux de la maîtrise de l’énergie et des énergies renouvelables. Au niveau des partenariats, plusieurs ont déjà des initiatives innovantes dans les domaines d’intervention de TEQ, comme l’Association québécoise pour la maîtrise de l’énergie, l’Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique, ou la Coop Carbone (Bourque et al., 2017).

Actuellement, les deux principaux acteurs décisionnels dans la gouvernance de la filière des hydrocarbures sont le gouvernement et l’industrie. Des bonifications doivent être mises en place en ce qui a trait à la représentation mixte. Que ce soit au sein du conseil d’administration de TEQ ou de la Table des parties prenantes, le projet de loi 106 impose de choisir des experts dans les domaines de la transition, de

l'innovation et de l'efficacité énergétiques. L'IRÉQ pense qu'il faudrait aussi faire appel à des représentants d'organismes intermédiaires, comme les syndicats, les entreprises d'économie sociale et les groupes environnementaux, qui détiennent aussi des connaissances et ont leur mot à dire concernant la transition énergétique (Bourque et al., 2017). Les membres du personnel de TEQ sont nommés suivant la *Loi sur la fonction publique* (chapitre F-3.1). Les employés de distributeurs d'énergie, du gouvernement ou d'un organisme ne peuvent participer à la Table des parties prenantes (chapitre 34, art. 42), mais pourraient être relégués au conseil d'administration de TEQ. Il faut que ce bémol s'applique également au conseil d'administration, ce dernier devant être indépendant de sources de conflit d'intérêts afin d'assurer la crédibilité de l'organisation.

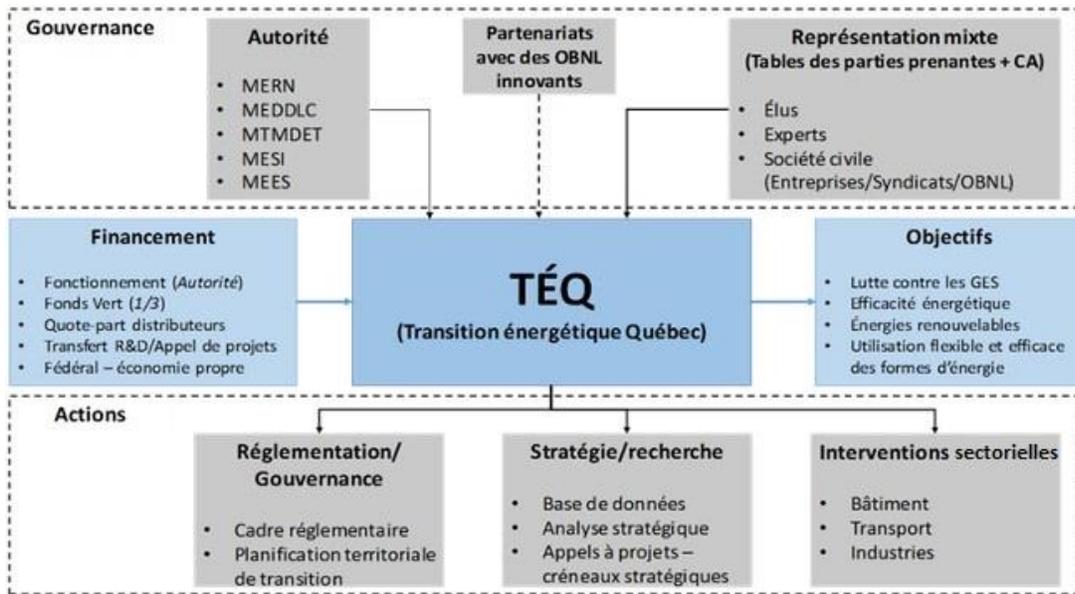


Figure 5.1 Structure proposée pour TEQ (tiré de : Bourque et al., 2017)

5.2.2 Actions

En lien avec la gouvernance énergétique, il serait intéressant que TEQ ait la responsabilité de proposer au gouvernement des réglementations dans ses domaines de compétence et d'identifier les créneaux stratégiques qui feraient l'objet d'une attention particulière pour mener à la transition énergétique de l'économie québécoise. À terme, l'IREC propose que les MRC se dotent de plans territoriaux en matière d'efficacité énergétique et de transition vers une économie sobre en carbone. Les CRE pourraient hériter du mandat de les aider à formuler, réaliser et mesurer leur évolution (Bourque et al., 2017). Parallèlement, la FQM recommande au gouvernement de mettre en place un Fonds de développement d'énergie renouvelable communautaire afin d'aider les municipalités locales et les MRC dans la réalisation de leurs

projets (FQM, 2016). Un nouveau modèle de gouvernance territoriale devrait inclure une analyse rigoureuse des besoins en matière de concertation régionale et des enjeux de décentralisation (CIRAIG, 2015b). Sans oublier la gestion et la coordination des énergies décentralisées, comme la géothermie et l'énergie solaire ou éolienne (Équiterre, 2016).

Outre ces responsabilités, une agence pourrait être formée au sein de TEQ pour la consultation auprès de la population et des organismes intermédiaires pour la formulation d'une véritable vision de transition énergétique. Cette agence pourrait servir d'organisme consultatif indépendant, en étant réseautée avec les centres de recherche publics, universitaires et à but non lucratif, et en menant des études. Elle aurait ainsi une mission de recherche dans les domaines de sa juridiction. Pour ce faire, l'agence devrait avoir les moyens pour mener des analyses stratégiques du potentiel et des priorités québécoises, ainsi que les capacités et les expertises pour formuler des projets concrets et lancer des appels de projets pour les mener à terme (Bourque et al., 2017). L'article 5 de la *Loi sur Transition Énergétique Québec* reconnaît que TEQ peut octroyer, par appel de propositions, un contrat pour l'élaboration et la mise en œuvre d'un programme. D'un point de vue éthique, il est pertinent que les partenaires visés soient limités aux seules organisations publiques ou à but non lucratif. La CEEQ avait déjà proposé la création d'un organisme de recherche, qui aurait la responsabilité de développer une capacité de modélisation et d'analyse (Lanoue et Mousseau, 2014).

L'autre importante limite du modèle québécois d'efficacité énergétique identifiée par la CEEQ était son périmètre d'intervention (Lanoue et Mousseau, 2014). En se limitant à des programmes visant principalement l'intérieur des bâtiments et certains usages industriels, le Québec aurait négligé de viser la performance énergétique globale des bâtiments ou celle du secteur des transports, deux domaines responsables d'une bonne part de la dépense énergétique québécoise. L'IREC propose que TEQ centre ses actions en maîtrise énergétique dans les secteurs du bâtiment, du transport et de l'industrie, tout en amorçant un changement d'échelle (Bourque et al., 2017).

5.2.3 Financement

TEQ doit disposer des moyens financiers d'agir pour une véritable transition énergétique de l'économie québécoise. Les sources servant à alimenter le Fonds de transition énergétique demeurant nébuleuses dans le projet de loi 106, une proposition est ici faite à cet égard. L'organisation Équiterre défend que la stratégie de transition énergétique ne devrait pas se baser sur l'exploitation des hydrocarbures pour

assurer son financement, pour des questions de cohérence (Équiterre, 2016). Le budget de fonctionnement de TEQ pourrait provenir de l'autorité gouvernementale, en considérant une quote-part en crédits et en personnel de chacun des ministères en fonction de la part des expertises couvertes par TEQ. L'IREC propose de diminuer de 5 % les barèmes des crédits d'impôt en recherche et développement et d'allouer ces sommes à TEQ pour financer son programme d'appel de projets sur des enjeux stratégiques (Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), 2016). Cette diminution serait faite graduellement, soit 1 % par année pendant cinq ans. À terme, ce transfert de budgets pourrait permettre d'allouer un montant de 58 millions de dollars canadiens annuellement dans des projets. En plus de ces sommes, le financement des divers programmes de TEQ pourrait être dérivé de trois sources principales, menant ses revenus globaux à environ 880 millions de dollars canadiens.

Tableau 5.1 Hypothèses de financement annuel de TEQ (tiré de : Bourque et al., 2017)

	en M\$
Fonctionnement	30
Fonds Vert (1)	400
Quote-part (1)	140
R&D – Appel de projets	60
Fédéral — économie propre (2)	250
Total	880
1) Moyenne annuelle pour la période 2016-2030	
2) En fonction de la politique d'innovation et de changement climatique du gouvernement fédéral	

Le tiers des montants du Fonds de transition énergétique proviendrait du Fonds Vert (Bourque et al., 2017). Les revenus du SPEDE, redirigés vers le Fonds vert, sont évalués à un peu plus de 400 millions de dollars canadiens pour la période 2016-2030. Un tiers de ce montant pourrait être alloué au financement des investissements dans les équipements du transport en commun, un second tiers servirait à financer l'exploitation des sociétés de transport en commun, et le dernier tiers, à financer les technologies vertes (Bourque et Beaulé, 2015). Dans un autre ordre d'idées, le Québec pourrait accompagner son inventaire des émissions produites d'un inventaire tenant compte des émissions produites à l'étranger en lien avec des biens consommés. TEQ pourrait être chargé de ce mandat. De plus, toujours selon l'IREC, le Québec devrait s'inspirer du nouveau Plan d'action contre les changements climatiques de l'Ontario, en adoptant des outils comme que la compensation des prix du carbone aux frontières (Gouvernement de l'Ontario, 2016). Les revenus de cette taxe pour le Québec pourraient être versés intégralement à TEQ.

Une autre partie des montants du Fonds de transition énergétique serait obtenue auprès du gouvernement fédéral pour les investissements québécois dans l'économie propre. En contrepartie des généreuses subventions qu'il accorde aux sables bitumineux, le dernier budget fédéral déposé par Bill Morneau propose plus de 1 milliard de dollars canadiens sur quatre ans afin d'appuyer les technologies propres, notamment dans les secteurs de la foresterie, des pêches, de l'exploitation minière, de l'énergie et de l'agriculture. Il consacre, en outre, 2 milliards de dollars canadiens sur deux ans pour soutenir les mesures provinciales visant à réduire les émissions de GES. TEQ devrait être le récipiendaire de ces nouveaux fonds, estimés à 250 millions de dollars canadiens annuellement (Bourque et al., 2017).

Le reste des montants du Fonds de transition énergétique proviendrait de quotes-parts des distributeurs d'énergie. Ces quotes-parts s'élèveraient à un peu plus de 100 millions de dollars canadiens. Un effort devrait être fait pour les augmenter dans la foulée de la mise en œuvre de la réglementation sur le suivi et la cotation énergétique des bâtiments (Bourque et al., 2017).

L'un des facteurs de réussite des programmes de TEQ est la stabilité et la prévisibilité de leur financement. Il doit y avoir une gestion efficace des fonds afin qu'ils soient disponibles tout au long de l'année financière, ce qui n'était pas toujours le cas avec les volets et programmes du BEIE. Les entreprises feront leurs investissements et leurs montages financiers en fonction de cela, et l'incertitude est néfaste pour elles. De plus, TEQ doit procéder à la réallocation des sommes des programmes peu performants (FCCQ, 2016).

5.2.4 Transparence et reddition de compte

L'accès à l'information devrait être facilité pour TEQ. L'organisme devrait pouvoir demander à un ministère, à un organisme ou à un distributeur d'énergie toute information nécessaire à l'exercice de ses fonctions. La Table des parties prenantes devrait se rencontrer annuellement plutôt qu'aux cinq ans afin d'assurer le suivi du Plan directeur, et tous les rapports de suivi devraient être rendus publics pour assurer la transparence de TEQ. Il sera important d'avoir de la transparence de la part de TEQ afin de s'assurer que l'argent investi soit utilisé à bon escient. Les états financiers devraient se faire auprès de la Régie de l'énergie, et non auprès du ministre, et être approuvés en fonction des cibles de réduction des GES, avec une marge de manœuvre suffisante (Équiterre, 2016).

Au niveau de la reddition de compte, la Régie de l'énergie devrait être l'institution responsable d'effectuer l'analyse de la performance des choix énoncés dans le Plan directeur, concernant les programmes mis en œuvre par TEQ. Les distributeurs d'énergie (Hydro-Québec Distribution, Gaz Métro, Gazifère) sont déjà tenus de divulguer chaque année les prévisions et les résultats de leurs plans globaux en efficacité énergétique devant la Régie de l'énergie (FQQC, 2016). Une chose est certaine, un suivi adéquat doit être mis en place pour suivre les progrès réalisés, connaître l'importance relative de chacune des mesures et choisir les plus appropriées pour chaque secteur.

CONCLUSION

Cet essai cherchait à poser un constat sur la prise en compte des principes de développement durable à travers la gestion des ressources pétrolières de l'Est du Québec. Pour l'instant, les informations disponibles portent à croire que ces principes sont très peu respectés. De plus, les nombreux risques associés à l'industrie pétrolière sont encore mal compris. Les voies d'impacts socio-environnementaux sont méconnues, dû à leur aspect dynamique, c'est-à-dire en interrelation, évoluant dans le temps, et souvent cumulatives. Elles doivent être mieux comprises et modélisées (CIRAIG, 2015b). D'autre part, le cadre législatif mis en place est lacunaire, tributaire d'une Politique énergétique loin d'être à la hauteur du potentiel du Québec en termes de transition énergétique.

Malgré la volonté qui transparaît dans la Politique énergétique 2030 d'enclencher une réelle décarbonisation de l'économie québécoise, la transformation du Québec en pétrosociété, à travers différents projets ayant cours dans la province, est questionnable. Ce processus a démarré avec l'exploitation délibérée du gaz de shale dans la vallée du Saint-Laurent, qui s'est soldée par le moratoire partiel et temporaire du projet de loi 37. Il s'est poursuivi avec l'accord pour l'inversion de la ligne 9b d'Enbridge et les *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière*. Ensuite, les citoyens québécois ont été témoins de la formation de la société mixte pour l'exploration pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti et de l'exploitation envisagée du gisement Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent. Il y eut une forte opposition au projet de port pétrolier à Cacouna et l'indignation généralisée devant le projet d'oléoduc Énergie Est se fait toujours sentir. Sans compter les projets Galt, Haldimand et Bourque, abordés plus en profondeur dans cet essai. Le RVHQ soutient que le mouvement citoyen ne doit pas se concentrer sur un seul projet ou un seul segment de la filière, puisqu'il s'agit d'un ensemble stratégique de projets intimement liés (Langelier, 2016).

Une part d'innovation sera indispensable à la mise en place d'une gouvernance responsable. C'est ce que soutient Équiterre dans son document *Pour un Québec libéré du pétrole en 2030* :

« Mobiliser nos ressources humaines et financières, toujours plus rares et difficiles à obtenir, dans des projets qui ne font que calquer des modèles socioéconomiques du passé, appartient à une autre époque. Le Québec, s'il réussit la transition, se donnera la capacité non seulement d'assurer une bonne qualité de vie à ses citoyens de demain, mais de devenir une économie modèle s'appuyant sur un nouveau paradigme de création de richesse. » (Équiterre, 2009).

Le pétrole sera un enjeu qui sera tout aussi capital en 2017 (Radio-Canada, 2016, 28 décembre). Au-delà des recommandations énoncées dans cet essai, un virage radical sera nécessaire, et cela viendra avec son lot de changements au niveau des habitudes de vie, par exemple en ce qui a trait au transport. S'attaquer au mode de vie qui s'est installé depuis plus d'un demi-siècle en Amérique du Nord risque de ne pas être chose facile, d'où l'importance d'une vision long terme (Bourque et al., 2017).

Somme toute, l'idée d'un Québec libéré du pétrole en 2030 paraît surréaliste. Les hydrocarbures resteront une forme d'énergie nécessaire dans les décennies à venir, en particulier pour le transport et la filière industrielle pétrochimique. Le rythme de développement et les possibilités en termes d'énergie renouvelable ne tendent pas vers la substitution complète des énergies fossiles; elles devront s'implanter graduellement. Toutefois, même avec l'assurance qu'une éventuelle production locale d'hydrocarbures ne freinerait pas les efforts de transition énergétique vers une économie à faible empreinte carbone, il paraît rétrograde de penser développer une industrie pour 15 ans seulement, alors que les alternatives visionnaires existent. La route vers un Québec sans pétrole est parsemée d'embûche, mais il s'agit de la seule issue; il est contre-productif de se diriger dans la direction opposée.

RÉFÉRENCES

- AECOM Tecsalt, Transfert environnement, LGL Ltd. (2010). Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent : rapport préliminaire en appui aux consultations. Repéré à : http://mern.gouv.qc.ca/publications/energie/ees/EES1_Rapport_preliminaire.pdf
- AIEM. (2017). Nos membres/Profil industriel. Repéré à : <http://www.aiem.qc.ca/nos-membres/profil-industriel>
- Al Attar, A. et Alomair, O. (2005). Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs. *OPEC*, 29(4), 243-266. Repéré à : <https://www.researchgate.net/publication/4994653>
- American Petroleum Institute. (2008). Exploration and production: extracting oil and natural gas. Repéré à : <http://www.adventuresinenergy.org/exploration-and-production/Extracting-Oil-and-Natural-Gas.html>
- APGQ. (2014) Historique de l'industrie. Repéré à : www.apgq-qoga.com/le-gaz-de-schiste/l-histoire-de-la-fracturation-hydraulique/
- APGQ. (s.d.a). Historique de l'industrie. Repéré à : <http://www.apgq-qoga.com/le-gaz-de-schiste/l%E2%80%99histoire-de-la-fracturation-hydraulique/>
- APGQ. (s.d.b). À propos de l'APGQ. Repéré à : <http://www.apgq-qoga.com/a-propos-de-l%E2%80%99apgq/>
- AVEQ. (2017). Statistiques SAAQ – AVEQ sur l'électromobilité au Québec en date du 31 décembre 2016. Repéré à : <http://www.aveq.ca/actualiteacutes/statistiques-saaq-aveq-sur-lelectromobilite-au-quebec-en-date-du-31-decembre-2016-infographique>
- BAPE. (s.d.). Sommaire des étapes de la procédure administrative. Repéré à : <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/documentation/sommaire.pdf>
- Barreau du Québec. (2016). Projet de loi n° 106 [Mémoire]. Repéré à : <http://www.barreau.qc.ca/fr/actualites-medias/positions/2016/>
- Baruffaldi, D. (2012). *Oil and gas taxation in Canada*. Canada. Éditions Price Waterhouse Coopers.
- Bednik, A. (2015). *Extractivisme; Exploitation industrielle de la nature : logiques, conséquences, résistances*. France. Éditions Le passager clandestin.
- Bélanger, L.-M. (2011, 13 décembre). Gaspésie : Pérolia mise sur un nouveau puits pour accroître sa production. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/542436/petrolia-forage-haldimand>

- Bérubé, J. (2016, 1^{er} décembre). Junex en route vers une première exploitation commerciale de pétrole au Québec. *La Presse*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1003177/junex-en-route-vers-une-premiere-exploitation-commerciale-de-petrole-au-quebec>
- Bisson, A., Landry, B., Forest, É., Bertrand, F., Desrochers, J., Facal, J.... Dorval, Y.-T. (2014). Manifeste pour tirer profit collectivement de notre pétrole. Repéré à : <http://www.petrolequebec.ca/>
- Bourque, G. L. et Beaulé, M. (2015). Financer la transition énergétique dans les transports. Repéré à : [http://www.irec.net/upload/File/rrc2015_10_06financetransport\(1\).pdf](http://www.irec.net/upload/File/rrc2015_10_06financetransport(1).pdf)
- Bourque, G. L., Fagoaga, N., Laplante, R. et L'Italien, F. (2017). Transition du secteur énergétique : amorcer une rupture. Repéré à : <http://www.irec.net/index.jsp?p=33>
- Bradley, C. et A. Sharpe. (2009). A detailed analysis of the productivity performance of oil and gas extraction in Canada. Repéré à : <https://ideas.repec.org/s/sls/resrep.html>
- Bruffato, C., Cochran, J., Conn, L., Power, D., Zeghaty, S.... Rishmani, L. (2003). From Mud to Cement: building Gas Wells. Repéré à : https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2003/or2003aut06_building_gas_wells.aspx
- Canards Illimités. (2008). Portrait des milieux humides : région administrative Gaspésie-Îles de la Madeleine. Repéré à : http://www.canards.ca/assets/2013/01/PRCMH_R11_GASP_2008_portrait_cartes.pdf
- CAPP. (2014). Digging deeper: get the facts on hydraulic fracturing. Repéré à : <http://www.capp.ca/canadaIndustry/naturalGas/ShaleGas/Pages/default.aspx>
- CAPP. (2012). Hydraulic fracturing operating practice; Anomalous induced seismicity: assessment, monitoring, mitigation and response.
- Cawood, F. T. (2010). The South African mineral and petroleum resources royalty act: background and fundamental principles. *Resources Policy*, 35(3), 199–209. Repéré à : <https://www.researchgate.net/publication/223349803>
- Cégep de Thetford. (2014). Cahier de recherche déposé au BAPE dans le cadre de la consultation sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent [Mémoire]. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- Chaire en éco-conseil de l'UQAC. (2016). Outils du développement durable. Repéré à : <http://ecoconseil.uqac.ca/outil-de-gestion-des-mr>
- Chapdelaine, M. et Leclerc-Pelletier, M. (2013). Impacts liés à l'augmentation du bruit, du camionnage et des besoins en logement générés par l'industrie du gaz de schiste [Étude S2-7]. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm

- CIRAIG. (2015a). *Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec*. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-bilan-connaissances.asp>
- CIRAIG. (2015b). *Revue de littérature critique du bilan des connaissances sur les impacts sociaux et socioéconomiques de l'exploration/exploitation des hydrocarbures au Québec*. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-bilan-connaissances.asp>
- CIRAIG. (2014). *Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec*. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-bilan-connaissances.asp>
- Cliche, J.-F. (2010, 8 septembre). Schiste ou shale ? *Radio-Canada*. Repéré à : <http://blogues.lapresse.ca/sciences/2010/09/08/schiste-ou-shale>
- Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste. (2014). Rapport synthèse : évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Repéré à : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/evaluations/Gaz-de-schiste/>
- Courchesne, M. (septembre 2016). Analyse du mouvement social Coule pas chez nous [Mémoire de maîtrise]. Centre universitaire de formation en environnement de l'Université de Sherbrooke. Repéré à : <https://www.usherbrooke.ca/environnement/essais-et-memoires>
- CPQ. (2016, 7 avril). *Politique énergétique du Québec : une vision ambitieuse dont la mise en œuvre devra se porter garante d'une plus grande prospérité pour le Québec* [Communiqué de presse]. Repéré à : <https://www.cpq.qc.ca/salle-de-presse/communiques-de-presse/politique-energetique-du-quebec-une-vision-ambitieuse>
- CREGIM. (2015). Étude environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures [Mémoire]. Repéré à : <http://cregim.org/wp-content/uploads/2015/11/M%C3%A9moire-EES-Hydrocarbures.pdf>
- CRSNG. (2014). Localisation et description. Repéré à : http://www.chaireanticosti.ulaval.ca/fr/ile_danticosti/
- CSLS. (2012). The Alberta productivity story, 1997-2010. Repéré à : <https://ideas.repec.org/s/sls/resrep.html>
- Daly, H. E. (1990). Toward operational principles of sustainable development. *Ecological Economics* (2), 1-6. Repéré à : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/092180099090010R>
- Desbiens, C. Gagnon, J. et Roy-Allard, F. (2015). *Présence et enjeux autochtones associés au développement des hydrocarbures au Québec*. Université Laval. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-bilan-connaissances.asp>
- Deschênes, J.-F. (2016, 8 septembre). Pérolia met le puits Haldimand n° 4 en veilleuse à Gaspé. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/801916/petrolia-haldimand-puits-un-deux-quatre-exploration>

- Duchesne, M. (2012, 27 juillet). Anticosti, le vol du siècle ? *Le Huffington Post*. Repéré à : http://quebec.huffingtonpost.ca/maxime-duchesne/ile-anticosti-petrole_b_1708848.html
- Engelder, T., Cathles, L. et Bryndzia, L. T. (2014). The fate of residual treatment water in gas shale. *Journal of unconventional oil and gas resources* (7), 33-48. Repéré à : <https://www.researchgate.net/publication/262922440>
- Ennis, G. et Finlayson, M. (2015). Alcohol, violence, and a fast growing male population: exploring a risky-mix in “boomtown” Darwin. *Soc Work Public Health*, 30 (1), 51-63. Repéré à : <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/19371918.2014.938392?journalCode=whsp20>
- Équiterre. (2016). Mémoire concernant le projet de loi 106 [Mémoire]. Repéré à : <http://www.equiterre.org/publication/memoire-dequiterre-projet-de-loi-106>
- Équiterre. (2009). Pour un Québec libéré du pétrole en 2017. Repéré à : http://www.equiterre.org/sites/fichiers/document_petroleoct13_0_0.pdf
- FCCQ. (2016). Consultations particulières et auditions publiques sur le projet de loi n° 106 [Mémoire]. Repéré à : <http://www.fccq.ca/publications-memoires-etudes-2016.php>
- Finances Québec. (2011). Un régime de redevances juste et concurrentiel pour une exploitation responsable des gaz de schiste. Repéré à : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2011-2012/fr/documents/Schiste.pdf>
- Flewelling, S. A., Tymchak, M. P. et Warpinsky, N. (2013). Hydraulic fracture height limits and fault interactions in tight oil and gas formations. *Geophysical Research Letters* (40). Repéré à : <https://www.researchgate.net/publication/277677048>
- Fortin, M.-J. et Fournis, Y. (2013). Facteurs pour une analyse intégrée de l’acceptabilité sociale selon une perspective de développement territorial : l’industrie du gaz de schiste au Québec [Étude S4-1]. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- FQM. (2016). Mémoire de la FQM sur le projet de Loi n° 106 [Mémoire]. Repéré à : <http://www.fqm.ca/blog/2016/08/17/memoire-de-fqm-projet-de-loi-no-106-loi-concernant-mise-oeuvre-de-politique-energetique-2030-modifiant-diverses-dispositions-legislatives/>
- Frankfurt School of Finance and Management. (2016). Global Trend in Renewable Energy Investment. Repéré à : <http://fs-unep-centre.org/publications/global-trends-renewable-energy-investment-2016>
- Freebairn, J. et Quiggin, J. (2011). Special maxation of the mining industry. *Economic Papers*, 29(4), 384–396. Repéré à : <https://www.researchgate.net/publication/227925830>
- Gagnon, C., Gauthier, M., Langevin, E., Brisson, C., Lambert, M.... Gadbois-Langevin, R. (2013). Inventaire territorial des régions québécoises ayant un potentiel d’exploitation de gaz de schiste. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm

- Gangbazo, G. (2013). Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et élaboration d'avis quant à l'encadrement de l'industrie. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- Gauthier, M., Chiasson, G., Robitaille, M., Doucet, C., Desrochers, C., Boyer, A. et Roy, V. (2013). Les modifications dans les usages du territoire [Étude S3-5]. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- Gendron, C. et Friser, A. (2015). Revue de littérature sur l'acceptabilité sociale du développement des hydrocarbures. Université du Québec à Montréal. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-bilan-connaissances.asp>
- Genivar. (2013). Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs. [Rapport Q122451]. Repéré à : http://mern.gouv.qc.ca/publications/energie/ees/EES2_Bilan_approche_participative.pdf
- Gouvernement de l'Ontario. (2016). Plan d'action quinquennal 2016-2020 de l'Ontario contre le changement climatique. Repéré à : <https://www.ontario.ca/fr/page/plan-daction-contre-changement-climatique>
- Gouvernement du Canada. (2016). Les priorités du Canada pour la COP 22. Repéré à : <http://www.climatechange.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=EF6CE373-1>
- Gouvernement du Québec. (2017). Aires protégées au Québec : contexte, constats et enjeux pour l'avenir Repéré à : http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/contexte/partie1.htm#definition
- Gouvernement du Québec. (2016). Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/evaluations-environnementales-strategiques.asp#global>
- Gouvernement du Québec. (2015). Démarche de consultation 2015 – Vers une nouvelle politique énergétique pour le Québec. Repéré à : <https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/lettre-ouverte.asp>
- Gouvernement du Québec. (2014a). Droits accordés et détails sur les projets en cours. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/gaspesie-droit-accorde.asp>
- Gouvernement du Québec. (2014b). Exploration en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/gaspesie-exploration-hydrocarbures.asp>
- Gouvernement du Québec. (2014 c). Lois et règlements. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/lois.asp>
- Gouvernement du Québec. (2013). Inversion du flux de l'oléoduc 9B d'Enbridge. Repéré à : <http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/capern/mandats/Mandat-24553/index.html>

- Haroun, T. (s.d.). Logement : les besoins se font sentir en Gaspésie. *Graffiti*. Repéré à : <http://urq2011.graffici.ca/dossiers/logement-les-besoins-font-sentir-gaspesie-1419/?page=27>
- HEC Montréal. (2016). État de l'énergie au Québec 2017. Repéré à : <http://energie.hec.ca/category/etat-de-lenergie-au-quebec>
- HEC Montréal. (2016, 7 septembre). *L'efficacité énergétique en entreprise au Québec : les efforts actuels ne permettront pas d'atteindre les cibles de 2030* [Communiqué de presse]. Repéré à : http://www.hec.ca/salle_de_presse/communiqués/2016/CP_chaire_energie_entreprises.html
- IHS Cera. (2012). Oil sands, greenhouse gases, and US oil supply. Repéré à : http://www.api.org/~media/Files/%20Oil-and-Natural-Gas/Oil_Sands/CERA_Oil_Sands_GHG_US_Oil_Supply.pdf
- INSPQ. (2015). *Enjeux de santé publique relatifs aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures gazeux et pétroliers*. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-bilan-connaissances.asp>
- IPCC. (2014). Climate change 2014: synthesis report summary for policymakers. Repéré à : <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg2/>
- IRIS. (2016). Politique énergétique : Hydro-Québec prend tous les risques. Repéré à : <http://iris-recherche.qc.ca/blogue/politique-energetique-hydro-quebec-prend-tous-les-risques>
- Jackson, T., Angevine, G. et Fathers, F. (2014). Global petroleum survey. Repéré à : <https://www.fraserinstitute.org/studies/alberta-most-attractive-canadian-jurisdiction-global-oil-and-gas-investment>
- Junex. (2017a). Des millions d'acres à explorer. Repéré à : <http://www.junex.ca/explorer-quebec>
- Junex. (2017b). Un géant pétrolier qui dort ? Repéré à : <http://www.junex.ca/gaspesie>
- Junex. (2016, 26 septembre). *Junex dépose une demande pour un nouveau bail d'exploitation sur sa propriété de Galt* [Communiqué de presse]. Repéré à : <https://www.junex.ca/getthisfile.php?id=181>
- Junex. (2013, 27 mars). *Junex annonce une augmentation à 330 millions de barils des ressources de pétroles initialement en place sur son permis de Galt en Gaspésie* [Communiqué de presse]. Repéré à : http://www.junex.ca/communiqués/junex-annonce-une-augmentation-%C3%A3-330_121
- KPMG. (2015). Besoins de main d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec. Repéré à : <https://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GECN02.pdf>
- KPMG. (2013). Retombées économiques de l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien. Repéré à : http://www.fccq.ca/pdf/general/FCCQ-Retombees-economiques-du-petrole_nov-2013.pdf

- Langelier, R.E. (2016). Le projet de Loi sur les hydrocarbures : enjeux pour l'environnement, la société et la démocratie, les municipalités et les citoyens et citoyennes. Repéré à : <http://www.pourlatransitionenergetique.org/2016/08/05/projet-de-loi-106-sur-les-hydrocarbures-ce-que-vous-devez-savoir/>
- Lanoue, R. et Mousseau, N. (2014). Maîtriser notre avenir énergétique. Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. Repéré à : <https://www.mern.gouv.qc.ca/energie/politique/pdf/Rapport-consultation-energie.pdf>
- Le Hir, R. (2013). Avez-vous dit « pétrole » ou « pétrin » ? Repéré à : <http://vigile.quebec/Avez-vous-dit-petrole-ou-petrin-53705>
- La Presse. (2016, 23 septembre). La population de Gaspé sacrifiée au nom des hydrocarbures. *Le Soleil*. Repéré à : <http://www.lapresse.ca/le-soleil/opinions/points-de-vue/201609/23/01-5023801-la-population-de-gaspe-sacrifiee-au-nom-des-hydrocarbures.php>
- La Presse. (2016, 26 août). Le pdg de Pétrolia s'en va. *Le Soleil*. Repéré à : <http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201608/26/01-5014279-le-pdg-de-petrolia-sen-va.php>
- Leduc, R., (2005). Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique. Repéré à : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/atmosphere/guide-mod-dispersion.pdf>
- Legendre, S-A, Brunel, A. et Bélisle, A. (2014). Le pétrole de schiste, un pétrole vraiment pas comme les autres. Repéré à : http://www.aqlpa.com/sites/default/files/publications-aqlpa/petroledeschiste_rapportaqipa_juin2014.pdf
- Léger, J.-M., Nantel, J. et Duhamel, P. (2017). *Le Code Québec, les sept différences qui font de nous un peuple unique au monde*. Québec. Éditions de l'Homme.
- Lessard, D. (2016, 7 juin). Transition énergétique Québec : un projet de loi truffé d'embûches. *La Presse*. Repéré au : <http://www.lapresse.ca/actualites/politique/politique-quebecoise/201606/06/01-4989148-transition-energetique-quebec-un-projet-de-loi-truffe-dembuches.php>
- Magnin, A. (2015). Développement durable : définition scientifique simple. <http://sustainabilityillustrated.com/fr/portfolio/developpement-durable/>
- MAMOT. (2016). Mesure de transition du programme de partage des revenus des redevances sur les ressources naturelles. Repéré à : <http://www.mamrot.gouv.qc.ca/publications/bulletin-muni-express/2016/n-6-19-avril-2016/>
- Mansell, R. L. et Schlenker, R. (2006). *Energy and the Alberta economy: past and future impacts and implications*. Canada. Presses de l'Université de Calgary.
- Massé, B. (2013, 24 septembre). L'acceptabilité sociale, ou l'art de se faire avoir ? *Le Huffington Post*. Repéré à : http://quebec.huffingtonpost.ca/Bruno%20Mass%C3%A9/acceptabilite-sociale-concept_b_3972876.html

- MDDELCC. (2016). Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2013 et leur évolution depuis 1990. Repéré à : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/>
- MDDELCC. (2015). Cible de réduction d'émissions de gaz à effet de serre du Québec pour 2030. Repéré à : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/consultations/cible2030>
- MDDELCC. (2014). Portrait régional de l'eau : Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. Repéré à : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/regions/region11/11-gaspesie%28suite%29.htm#42>
- MDDELCC. (2002). Aires protégées au Québec; Les provinces naturelles du Québec : les Appalaches. Repéré à : http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/provinces/partie4a.htm
- MDM Energy. (2007). Oil and gas procedures. Repéré à : http://www.mdmenergy.com/oil_gas_procedure.html
- MESI. (2016a). Fonds Capital Mines Hydrocarbures. Repéré à : <https://www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/programmes/aide-financiere/fonds-capital-mines-hydrocarbures/>
- MESI. (2016b). Portrait régional Gaspésie-Îles de la Madeleine. Repéré à : https://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/documents_soutien/regions/portraits_regionaux/Gaspesie.pdf
- MERN. (2016a). Politique énergétique 2030 – L'énergie des Québécois, source de croissance. Repéré à : <https://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/.../politique-energetique-2030.pdf>
- MERN. (2016b). Analyse d'impact réglementaire. Repéré à : <https://mern.gouv.qc.ca/lois/allagement/index.jsp>
- MERN. (2014). Politique énergétique 2016-2025 – Profil statistique de l'énergie au Québec. <https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/documents/fascicule-2.pdf>
- MERN. (2013a). Importations et exportations de pétrole et de produits pétroliers. Repéré à : <http://mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-import-export-petrole.jsp>
- MERN. (2013b). Raffinage du pétrole. Repéré à : <http://mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-production-petrole.jsp>
- Mielke, E., Diaz Anadon, L. et Narayanamurti, V. (2010). Water consumption of energy resource extraction, processing and conversion. Repéré à : <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/ETIP-DP-2>
- Molgat, M. (2013). Information sur la gestion des boues et déblais de forage de l'industrie du gaz de schiste. [Communication personnelle]. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm

- Morel, L. (2006). A sectoral analysis of labour's share of income in Canada. Repéré à : <https://www.researchgate.net/publication/228636957>
- Mousseau, N. (2015). La politique québécoise de l'énergie : un pas en avant, trois en arrière. *Revue vie économique*. Repéré à : <http://www.eve.coop/?a=228>
- New Fuels Alliance. (2009). Assessment of direct and indirect GHG emissions associated with petroleum fuels. Repéré à : http://www.newfuelsalliance.org/NFA_PImpacts_v35.pdf
- Noel, M-O. (2012). Les risques pour la biodiversité de l'exploitation des gaz de schiste dans la vallée du Saint-Laurent [Mémoire de maîtrise], Université du Québec à Montréal. Repéré à : http://www.collectif-scientifique-gaz-de-schiste.com/fr/accueil/images/pdf/regards/marie_odile_risques_biodiversite.pdf
- OCDE. (2016). Réformes économiques : objectif croissance. Repéré à : <http://www.oecd.org/fr/eco/reformes-economiques-objectif-croissance.htm>
- ONÉ. (2009). L'ABC du gaz de schistes au Canada. Repéré à : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/archive/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009-fra.html>
- ONÉ. (2011). Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Repéré à : <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/l/tgthdvlpmntwcsb2011/tgthdvlpmntwcsb2011-fra.pdf>
- Orfali, P. (2016, 31 octobre). Les Québécois opposés aux hydrocarbures, selon un sondage. *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/483493/sondage-les-quebecois-opposes-aux-hydrocarbures>
- Otto, J. (2006). *Mining royalties: a global study of their impact on investors, government, and civil society*. États-Unis. Éditions The World Bank.
- Palier, B. et Surel, Y. (2005). Les « trois I » et l'analyse de l'État en action. *Presses des Sciences Po*, 55(1), 7-32. Repéré à : <http://www.cairn.info/revue-francaise-de-science-politique-2005-1-page-7.htm>
- Parti Libéral du Québec. (2014). Le PLQ partagera les redevances minières, pétrolières et gazières avec les communautés locales. Repéré à : www.plq.org/fr/article/le-plq-partagera-les-redevances-minieres-petrolieres-et-gazieres-avec-les-communaut-es-locales
- Parkins, J.R. et Angell, A.C. (2011). Linking social structure, fragmentation, and substance abuse in a resource-based community. *Community, Work, & Family*, 14 (1), 39-55. Repéré à : <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/13668803.2010.506030>
- Pêches et océans Canada. (2007). Zones d'importance écologique et biologique de l'estuaire et du Golfe du Saint-Laurent : identification et caractérisation. Repéré à : http://www.dfo-mpo.gc.ca/csas/Csas/etat/2007/SAR-AS2007_016_F.pdf
- Pétrolia. (2016a). Haldimand. Repéré à : <http://www.petrolia-inc.com/corporatif/projets/haldimand>

- Pétrolia. (2016 b). Bourque. Repéré à : <http://www.petrolia-inc.com/investisseurs/projets/bourque>
- Pétrolia. (2016, 23 décembre). *Les forages de Bourque 1 et 3 sont terminés et les tests de production suivront* [Communiqué de presse]. Repéré à : <http://www.petrolia-inc.com/mod/file/BlogFichier/8d317bdcf4aafcfc22149d77babee96d.pdf>
- Pétrolia. (2016, 18 mai). *Pétrolia démarre l'essai de production longue durée sur Haldimand n° 4* [Communiqué de presse]. Repéré à : <http://www.petrolia-inc.com/mod/file/BlogFichier/f5deaeae1538fb6c45901d524ee2f98.pdf>
- Pinna, S., Malenfant, A., Hébert, B. et Côté, M. (2009). Portrait forestier historique de la Gaspésie. Repéré à : http://www.temrex.ca/uploads/Pinna_Portrait%20forestier%20historique.pdf
- Plourde, A. (2010). *Issues in environmental law, policy, and planning*. États-Unis. Éditions Scholarly.
- Racicot, A., Babin-Roussel, V., Dauphinais, J.F., Joly, J.S., Noël, P. et Lavoie, C. (2014). Framework to Predict the Impacts of Shale Gas Infrastructures on the Forest Fragmentation of an Agroforest Region. *Environmental Management*. Repéré à : <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/24554146>
- Radio-Canada. (2017, 2 février). Tugliq retire sa demande pour le projet Bourque. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1014588/tugliq-retire-demande-projet-bourque-gaspe-petrolia>
- Radio-Canada. (2016, 28 décembre). Le pétrole, un enjeu qui sera tout aussi capital en 2017. *Radio-Canada*. <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1008155/petrole-energie-est-junex-petrolia>.
- Radio-Canada. (2016, 7 octobre). Micmacs, Innus et Malécites s'unissent contre la fracturation hydraulique. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/807409/micmac-gaspesie-hydrocarbures-petrole-annonce>
- Radio-Canada. (2016, 18 septembre). Des opposants réclament que le projet de loi 106 soit scindé en deux. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/803793/projet-loi-106-politique-opposant-transition-energetique-hydrocarbone>
- Radio-Canada (2016, 9 mars). Le pipeline Portland-Montréal à sec. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/economie/2016/03/09/003-pipeline-montreal-portland-sec.shtml>
- Radio-Canada. (2016, 2 février). Actions de Pétrolia en baisse : la compagnie ne s'inquiète pas. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/762888/petrolia-actions-alexandre-gagnon-compagnie-inquietude>
- Radio-Canada (2015, 27 novembre). Réduction des GES : Québec vise 37,5 % d'ici 2030. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2015/11/27/003-quebec-ges-gaz-effets-de-serre-2030-objectif-reduction-environnement.shtml>

- Radio-Canada (2013, 10 octobre). L'abc du projet de pipeline d'Enbridge. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/societe/2013/10/10/003-projet-enbridge-oleoduc-9b.shtml>
- Radio-Canada. (2011, 20 décembre). Gisement Haldimand : Pétrolia et Québénergie maintenant seuls propriétaires. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/543316/junex-petrolia-transaction>
- Raufflet, E. et Barin-Cruz, L. (2013). Détermination des facteurs permettant de maximiser les retombées sociales et économiques et de minimiser les problèmes environnementaux associés au développement de l'industrie des gaz de schiste et développement des mécanismes de mise en œuvre [Étude S4-8]. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Crow, H., Molson, J., Ahad, J. et Gloaguen, E., (2014). Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand. Repéré à : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/Rapport-Haldimand/Haldimand-Presentation.pdf>
- RDI Économie (2016b). Entrevue avec Normand Mousseau, coprésident de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec en 2013. Montréal, Québec, Canada. Radio-canada.
- RDI Économie (2016a). Stratégie d'Hydro-Québec : Acquisitions à l'étranger, exportations et commercialisation d'innovations [Entrevue avec Pierre-Olivier Pineau, Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC]. Montréal, Québec, Canada. Radio-canada.
- Roy, P.-O., Martineau, G., Ménard, J.-F. (2013). Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- Rozell, D.J., Reaven, S.J. (2012). Water pollution risk associated with natural gas extraction from the Marcellus Shale. *Risk analysis*, 32(8), 1382-1393. Repéré à : <https://www.researchgate.net/publication/51974647>
- SAAQ. (2016). Données et statistiques 2015. Repéré à : <https://saaq.gouv.qc.ca/fileadmin/documents/publications/donnees-statistiques-2015.pdf>
- Saaty, T. L. (1984). *Décider face à la complexité : une approche analytique multicritère d'aide à la décision*. France. Éditions ESF.
- Séjourné, S. et Malo, M. (2015). Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec, Institut national de recherche scientifique du Centre Eau Terre Environnement. Repéré à : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-bilan-connaissances.asp>
- Shields, A. (2016, 8 septembre). Pétrolia souhaite « stimuler » ses puits de pétrole. *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/479462/petrolia-souhaite-stimuler-ses-puits-de-petrole>

- Shields, A. (2016, 17 juin). Québec investit de nouveau dans un projet de Pétrolia. *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/473715/quebec-investit-de-nouveau-dans-un-projet-de-petrolia>
- Shields, A. (2015, 5 octobre). Pas d'études du BAPE en Gaspésie. *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/451744/pas-d-etudes-du-bape-en-gaspesie>
- Shields, A. (2015, 18 avril). Où s'en va le Québec énergétique ? *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/437727/ou-s-en-va-le-quebec-energetique>
- Shields, A. (2014, 27 janvier). Le lobby du pétrole s'active au Québec. *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/398304/le-lobby-du-petrole-s-active-au-quebec>
- Shields, A. (2013, 31 janvier). Découverte d'un vaste réservoir de pétrole en Gaspésie. *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/369721/decouverte-d-un-vaste-reservoir-de-petrole-en-gaspesie>
- Shields, A. (2012, 26 septembre). Forages près de Murdochville : Pétrolia obtient de bons résultats. *Le Devoir*. <http://www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/360025/petrolia-obtient-de-bons-resultats>
- Shields, A. et Bélair-Cirino, M. (2016, 4 juin). Le PDG de Pétrolia quitte son poste de porte-parole d'Hydrocarbures Anticosti. *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/472554/le-pdg-de-petrolia-quitte-son-poste-de-porte-parole-d-hydrocarbures-anticosti>
- Site historique du Banc-de-Pêche-de-Paspébiac. (s.d.). Expositions. Repéré à : <http://www.shbp.ca/services/expositions.html>
- SNC-Lavalin. (2013). Étude de dispersion atmosphérique : détermination des taux d'émission et modélisation atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- SoftDB (2013). Évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation de la production du gaz de schiste en fonction du projet type et de scénarios de développement potentiels. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- Spain, J.-F. et L'Italien, F. (2013). Du pétrole pour le Québec ? Analyse socioéconomique du modèle de développement de la filière pétrolière en Gaspésie. Repéré à : http://www.irec.net/upload/File/petrole_gaspesienv2.pdf

- Surperformance. (2017a). Junex Inc. (JNX) Repéré sur le site Zone Bourse : <http://www.zonebourse.com/JUNEX-INC-6496925/societe/>
- Superformance. (2017b). Petrolia inc. (PEA) Repéré sur le site Zone Bourse : <http://www.zonebourse.com/PETROLIA-INC-1411207/societe/>
- Sustainability Solutions Group. (2015). Notre vision du développement durable. Repéré à : <http://www.sustainabilitysolutions.ca/fr/approach/notre-vision-du-développement-durable>
- Tétreault, J. (2016, 12 décembre). Projet de loi 106 : peuple à genoux ! *Le Devoir*. Repéré à : <http://www.ledevoir.com/politique/quebec/486890/projet-de-loi-106-peuple-a-genoux>
- Thibault, J.-P. (2016, 9 décembre). Les voix fusent contre l'adoption sous bâillon de la Loi sur les hydrocarbures. *Le Pharillon*. Repéré à : <http://www.lepharillon.ca/actualites/2016/12/9/les-voix-fusent-contre-l-adoption-de-la-loi-sur-les-hydrocarbure.html>
- Thibault, J.-P. (2016, 16 juin). Québec allonge 8,5 M\$ de plus dans le projet Bourque. *Le Pharillon*. Repéré à : <http://www.lepharillon.ca/actualites/2016/6/16/quebec-allonge-5m---de-plus-dans-le-projet-bourque.html>
- Tordo, S., Johnston, D. et Johnston, D. (2010). *Petroleum exploration and production rights, allocation strategies and design issues*. États-Unis. Éditions The World Bank.
- Toulgoat, M. (2015, 29 juillet). Junex lance les forages au puits Galt n° 5. *Radio-Canada*. Repéré à : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/731687/estduquebec-junex-forages>
- UMQ. (2016). Projet de loi n° 106 [Mémoire]. Repéré à : <https://umq.qc.ca/publications/memoires/>
- US Department of State. (2013). Lifecycle greenhouse gas emissions of petroleum products from WCSB oil sands crudes compared with references cruds. Repéré : <http://keystonepipeline-xl.state.gov/documents/organization/221247.pdf>
- Van Durme, G., Martineau, G. et Michaud, R. (2012). Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec. Repéré à : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/liste_documents.htm
- Van Oyen, B. (2014). Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste : connaissances acquises et principaux constats. Repéré à : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/evaluations/Gaz-de-schiste/connaissances.pdf>
- Weber, C. L. et Clavin, C. (2012). Lifecycle carbon footprint of shale gas: review of evidence and implications. *Environmental science & technology* (46). 5688-5695. Repéré : <https://www.researchgate.net/publication/224869305>